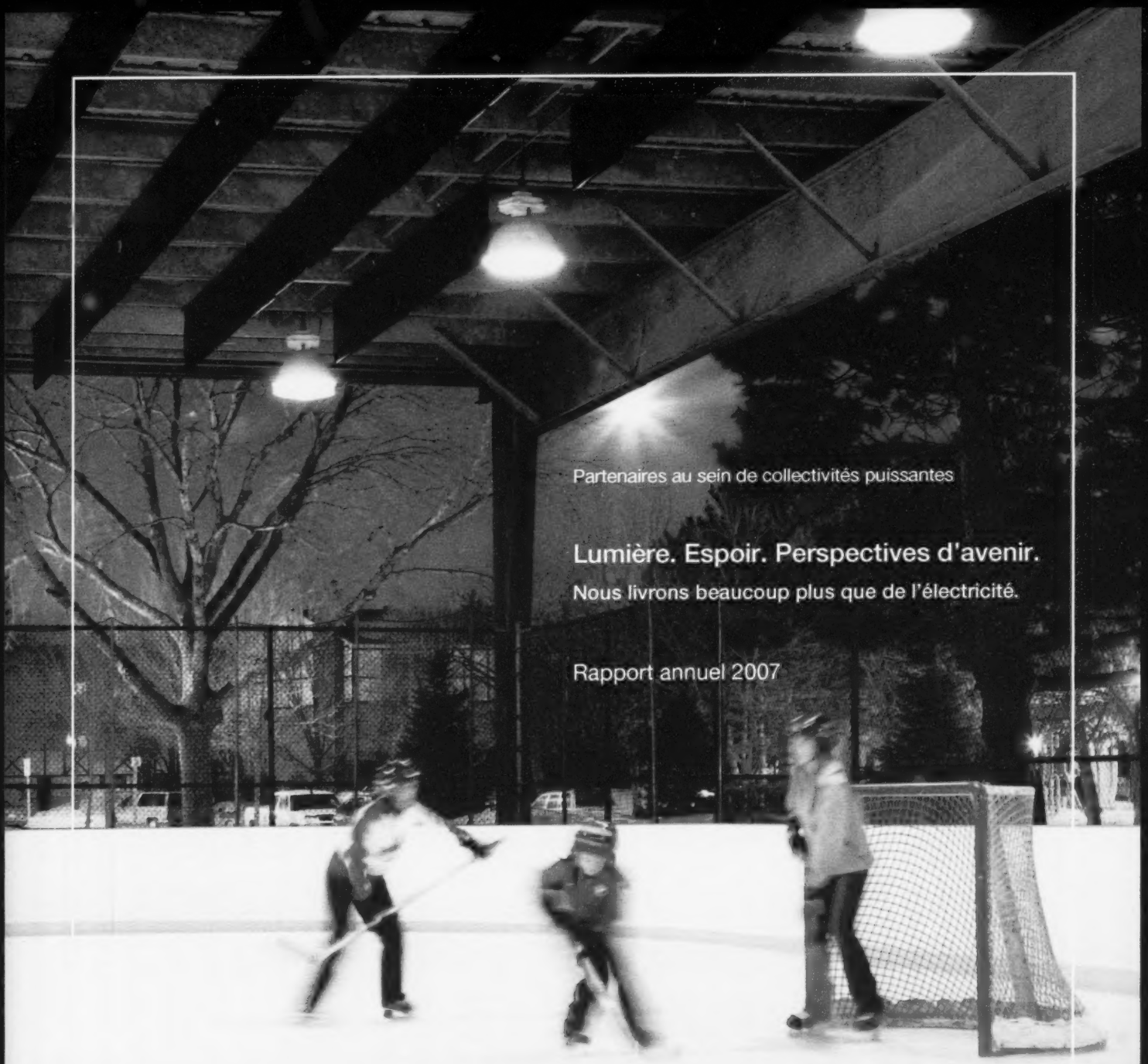


Partenaires au sein de collectivités puissantes

Lumière. Espoir. Perspectives d'avenir.

Nous livrons beaucoup plus que de l'électricité.

Rapport annuel 2007

hydro One

Nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique, la meilleure en Amérique du Nord en ce qui a trait à la sécurité, au service à la clientèle et à la fiabilité, tout en mettant l'accent sur nos gens et sur la création de valeur pour notre actionnaire.

Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.
Représente la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 20 communautés éloignées du nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise notre capacité excédentaire de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise représente moins de 1 % de notre actif total.

Photo de la page couverture :
Pour être puissantes et en santé, les collectivités ont besoin d'un réseau d'électricité sûr, fiable et sécuritaire. Hydro One travaille à faire en sorte que les collectivités de l'Ontario aient accès à toute l'électricité dont elles ont besoin pour s'assurer d'une économie dynamique et en croissance.

Taux de satisfaction de

95 %

En 2007, les niveaux de satisfaction globale de la clientèle des grandes entreprises de transport ont atteint 95 %, soit une augmentation de 10 % par rapport à 2006.

Collecte de

839 728 $

Notre personnel a amassé 839 728 $ pour des organismes de bienfaisance de leur choix, dans le cadre de la 9e campagne annuelle du Fonds de bienfaisance des employés et retraités de Hydro One.

Économies de

75 044 621 kWh

Les clients de Hydro One économisent plus de 75 millions de kWh grâce aux produits éconergétiques qu'ils achètent dans le cadre du programme « Chaque kilowatt compte », qui a lieu au printemps.

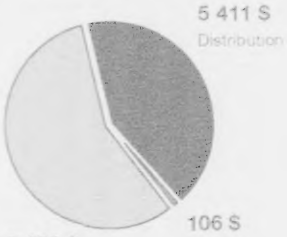
Statistiques et points saillants financiers consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006	Variation	Variation en %
Produits	4 655	4 545	110	2
Achats d'électricité	2 240	2 221	19	1
Coûts d'exploitation	1 516	1 395	121	9
Bénéfice net	399	455	(56)	(12)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 141	909	232	26
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)[1]	22 988	22 650	338	1
Distribution – unités distribuées à nos abonnés (TWh)[1]	30,2	29,0	1,2	4

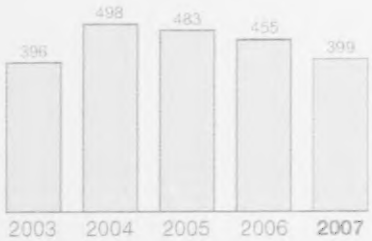
[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Dépenses en immobilisations
(en millions de dollars canadiens)

Total de l'actif
au 31 décembre 2007
(en millions de dollars canadiens)



Bénéfice net
(en millions de dollars canadiens)



[1] Le bénéfice net comprend un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars.

Message de la présidente du conseil

Rita Burak
Présidente du conseil

Lorsque j'ai été nommée présidente du conseil en 2003, le secteur de l'électricité de l'Ontario subissait encore le contrecoup d'une importante restructuration. Cinq ans plus tard, le secteur a évolué et s'est donné un mandat clair, et nous comprenons très bien notre rôle en Ontario. Nous sommes l'intendant d'un actif public stratégique et vital. Nous sommes l'un des principaux moteurs de l'économie ontarienne.

En 2007, Hydro One a respecté ses engagements. La société a dégagé un solide rendement pour son actionnaire, fourni un service exceptionnel à ses clients et fait, dans l'infrastructure électrique, les investissements qui s'imposaient pour assurer aux Ontariens un approvisionnement en électricité sûr et fiable.

Pour 2007, le bénéfice net de la société a reculé de 56 millions de dollars, ou 12 %, pour s'établir à 399 millions de dollars par rapport à 2006. Ce recul reflète la baisse des produits tirés des tarifs de transport attribuable aux modifications des tarifs de transport et la majoration des dépenses requises pour exploiter et entretenir nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One a fait des investissements cruciaux dans l'infrastructure de transport et de distribution ainsi que dans des programmes de maintenance visant à assurer la fiabilité du réseau. En 2007, les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration ont totalisé 2 086 millions de dollars.

Au cours des trois dernières années, Hydro One a entamé une importante phase de construction qui se poursuivra dans les années, voire les décennies à venir. Les projets planifiés avec nos partenaires de l'industrie de l'Office de l'électricité de l'Ontario et de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité sont indispensables à la fourniture, de manière fiable et sûre, de l'électricité dont l'Ontario en pleine croissance a besoin.

Nous sommes l'intendant d'un actif public stratégique et vital. Nous sommes l'un des principaux moteurs de l'économie ontarienne.

À ce point critique, notre capacité d'obtenir un financement suffisant et à faible coût est vitale. Cela est facilité par notre note de solvabilité à long terme, solide et stable, qui témoigne de la confiance des agences d'évaluation du crédit et des investisseurs dans le rendement, la gestion et l'avenir de la société.

Au cours des dernières années, tous les conseils d'administration ont consacré beaucoup d'énergie aux fonctions de gouvernance et de conformité. Le conseil de Hydro One a également fait de ces questions une grande priorité. La bonne gouvernance de Hydro One est essentielle pour notre actionnaire, la province de l'Ontario, nos porteurs d'obligations et les Ontariens qui comptent sur Hydro One pour exploiter le réseau dans leur intérêt. Nous prenons nos responsabilités financières au sérieux. Nos pratiques liées aux contrôles financiers et aux informations à fournir sont solides et régulièrement soumises à un examen minutieux externe. Mes collègues du conseil d'administration et moi-même tenons plus que jamais à nous assurer que la société mène ses activités d'une manière qui apporte le maximum de valeur aux Ontariens.

Nous nous sommes acquittés énergiquement de notre fonction de supervision tout en nous efforçant d'apporter une contribution stratégique pour assurer que la société bénéficie des compétences et de l'expérience des membres du conseil d'administration.

Le conseil d'administration continuera de donner une orientation stratégique solide à la société et croit en la capacité de l'équipe de direction. Hydro One a versé à son actionnaire, la Province de l'Ontario, des dividendes de 325 millions de dollars et a comptabilisé 205 millions de dollars de paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices, ce qui contribue à réduire l'encours de la dette de la province héritée du passé.

Au nom du conseil d'administration, j'aimerais remercier la direction et les employés de Hydro One pour leur précieuse contribution et leur dévouement au travail. Le conseil se réjouit à l'idée de continuer le travail de la société, qui est de fournir à la population de l'Ontario un réseau d'électricité sûr, fiable et à coût abordable. Après avoir travaillé 35 ans pour une entreprise de services publics, je quitte mon poste confiante que Hydro One et le réseau de livraison d'électricité de l'Ontario sont entre bonnes mains. Ce fut un réel honneur pour moi de siéger au conseil.

Rita Burak
Présidente du conseil

Message de la présidente et chef de la direction

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

Les Ontariens comptent sur Hydro One pour leur livrer une ressource précieuse. Et, en qualité d'intendant du réseau de livraison d'électricité de l'Ontario, notre rôle est clair : nous devons maintenir une excellence opérationnelle lorsque nous travaillons avec nos partenaires afin d'assurer la livraison d'électricité de manière sécuritaire et fiable, et à coût abordable, pour les générations futures.

Hydro One, c'est beaucoup plus que des lignes, des pylônes et des poteaux qui traversent la magnifique province de l'Ontario. Nous sommes de bons voisins, des exploitants fiables et des partenaires au sein de collectivités puissantes.

Les employés de Hydro One sont parmi les meilleurs en Amérique du Nord, comme en témoigne notre rendement en 2007. L'une des plus importantes mesures de notre rendement est la satisfaction de nos clients. Et, en 2007, nos plus importants clients nous ont dit qu'ils étaient plus satisfaits que jamais de notre rendement. À l'instar de la sécurité, la satisfaction de la clientèle fait partie du quotidien à Hydro One, ponctuant chaque conversation et chaque projet.

Avec les importants travaux de remise en état, de construction et d'expansion en cours et à venir, c'est une période dynamique qui s'annonce pour Hydro One, et les défis seront de taille. Je suis convaincue que Hydro One continuera de livrer avec succès l'électricité dont l'Ontario a besoin. Je suis certaine également que nos efforts au chapitre de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande contribueront à la promotion d'une culture de conservation dans cette province.

En plus d'effectuer la maintenance des centrales et de centaines de milliers de kilomètres de lignes, nous avons été très occupés à d'importants projets de construction partout en Ontario. Nos équipes de travail ont terminé l'installation d'un gros câble souterrain à Toronto visant à améliorer la fiabilité et la souplesse de l'approvisionnement. Des progrès considérables ont également été réalisés en 2007 sur l'interconnexion avec le Québec qui améliorera l'accès de l'Ontario à des sources d'énergie propre.

Hydro One, c'est beaucoup plus que des lignes, des pylônes et des poteaux qui traversent la magnifique province de l'Ontario. Nous sommes de bons voisins, des exploitants fiables et des partenaires au sein de collectivités puissantes.

La réalisation de projets d'infrastructure ne représente qu'une petite partie de la tâche qui nous attend. Pour réussir, une entreprise de services publics doit travailler en partenariat avec le public d'une manière qui n'est pas toujours conforme au modèle passé.

Je crois que *la manière* dont nous travaillons avec les clients, *la manière* dont nous traitons les collectivités et *la manière* dont nous exploitons notre entreprise sont tout aussi importantes que *ce que* nous faisons.

Avec toute une génération de travailleurs du secteur de l'énergie sur le point de prendre leur retraite, nous avons entrepris un ambitieux programme afin de renouveler et d'améliorer notre effectif. Nos efforts pour créer de la valeur pour notre actionnaire et pour les Ontariens reposent sur les hommes et les femmes qui travaillent pour Hydro One. Exploiter au maximum leur potentiel, former les leaders de demain et recruter les meilleurs et les plus brillants employés, voilà ce qui déterminera la vigueur de Hydro One dans les années à venir. À cet égard, Hydro One a fait preuve de leadership en s'associant à quatre collèges d'enseignement de l'Ontario pour financer la mise au point de programmes d'études visant à assurer que les diplômés acquièrent les connaissances et les compétences dont le secteur a besoin.

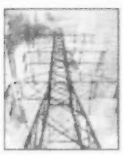
En 2007, nous avons également été reconnus pour l'importance que nous attachons à la diversité. Nous sommes fiers du prix qui nous a été décerné et nous croyons que pour assurer notre avenir et nous entourer des personnes les plus qualifiées, il est essentiel d'instaurer un milieu de travail diversifié. Par nos efforts, nous nous assurons d'attirer des employés à l'image des collectivités de l'Ontario.

Hydro One compte environ 4 600 employés répartis dans pour ainsi dire toutes les collectivités en Ontario. Dans le cadre de collectes de fonds des employés et retraités, ils contribuent généreusement aux organismes de bienfaisance de leur choix. En 2007, Hydro One a lancé le programme de subventions PowerPlay visant le financement dans nos collectivités de projets d'aménagement d'aires de jeux sécuritaires pour les enfants.

J'aimerais remercier les membres du conseil d'administration de Hydro One pour leurs conseils et leur travail de surveillance. Leur contribution est essentielle à la réussite de notre entreprise. Je suis fière de travailler avec les employés de Hydro One, des employés dévoués, qui travaillent dur et qui savent combien l'Ontario compte sur eux. Nous savons tous que les pylônes, les centrales, les lignes et les poteaux que nous construisons, exploitons et entretenons représentent bien plus que de l'infrastructure, bien plus que notre entreprise. Ils livrent beaucoup plus que de l'électricité. Ils livrent lumière, espoir et perspectives d'avenir.

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

Pour pouvoir répondre aux besoins grandissants des collectivités de l'Ontario, Hydro One a entrepris son plus important projet de renouvellement d'infrastructures depuis plus de vingt ans.



Raccordement à une nouvelle source d'énergie propre et renouvelable

Pour pouvoir répondre aux besoins énergétiques croissants du sud de l'Ontario, Hydro One a l'intention de construire une ligne de transport à double circuit de 180 km entre les installations de Bruce Power, près de Kincardine, et le poste de sectionnement Milton. Lorsqu'elle sera en service, en 2012 selon les prévisions, la ligne fournira 3 000 MW d'énergie propre. En 2007, Hydro One a tenu une série d'assemblées publiques et s'est employée de façon concertée à informer les collectivités directement touchées par le projet et à travailler avec elles.

Transfert d'énergie entre l'Ontario et le Québec

Hydro One travaille avec Hydro-Québec TransÉnergie à accroître la capacité de transport entre l'Ontario et le Québec, et à fournir aux Ontariens un meilleur accès à une source fiable d'énergie renouvelable. Une nouvelle ligne est en cours de construction entre les postes de transformation d'Ottawa et de Masson, au Québec. Lorsqu'elle sera en service, au printemps 2009 selon les prévisions, la nouvelle interconnexion augmentera de 1 250 MW la capacité de transfert d'électricité entre l'Ontario et le Québec.

Walter Ryan, technicien en installation de câbles à Hydro One, examine les circuits à 30 mètres sous la rue Front, à Toronto.

Bâtir des infrastructures. Créer des occasions.

Afin d'assurer que les entreprises et les collectivités de l'Ontario continuent de profiter des avantages d'une source d'électricité fiable, sûre et sécuritaire, Hydro One a entrepris, à l'échelle de la province, un projet d'amélioration et d'expansion de notre infrastructure de transport.

En tant qu'intendant du réseau de transport de la province depuis plus d'un siècle, nous savons d'expérience que la réussite d'un projet de construction passe d'abord par l'établissement de solides relations avec les collectivités que nous desservons. La ligne de transport souterraine reliant deux postes de transformation du centre-ville de Toronto, dont les travaux sont terminés depuis peu, illustre bien l'approche de Hydro One, qui consiste à cerner les besoins vitaux et à obtenir l'avis des divers intervenants, pour ensuite proposer des solutions techniques novatrices.

Le centre-ville de Toronto est le cœur des secteurs d'affaires et financiers du Canada, et son accès à une source d'approvisionnement en énergie sécuritaire et fiable a des répercussions nationales. Une analyse des besoins énergétiques de la région a clairement démontré que le réseau de transport existant avait besoin d'améliorations. Afin d'améliorer la souplesse et la fonctionnalité, Hydro One a installé deux câbles souterrains, sur une distance de 2,2 km, entre le St. Lawrence Market et le Centre Rogers, afin de relier deux postes de transformation.

Par le passé, pour la construction d'un tunnel à 30 mètres de profondeur en milieu urbain, il aurait fallu éventrer des rues, perturbant ainsi la circulation pendant des mois – une solution peu attrayante pour la ville la plus grande et la plus populeuse du pays. Toutefois, Hydro One a pu, grâce à une foreuse de pointe, creuser le tunnel sans trop perturber les activités commerciales et la circulation locales.

Tout au long du processus, Hydro One a informé les intervenants en tenant des assemblées publiques et en publiant régulièrement des rapports sur l'avancement des travaux sur son site Web. Le projet a été achevé dans les délais prévus et le circuit est entré en service en décembre 2007.

335 municipalités

Le réseau de distribution de Hydro One dessert 335 des 445 municipalités de l'Ontario.

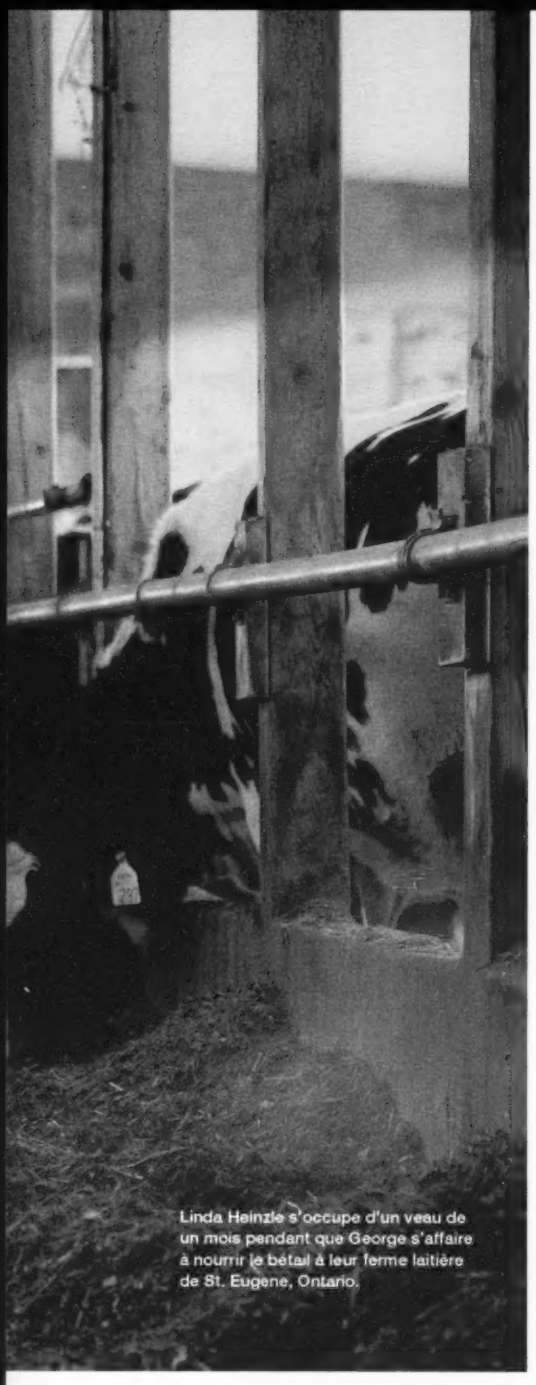
Hydro One est résolue à livrer de manière fiable l'énergie propre et renouvelable dont l'Ontario a besoin pour relever les défis du 21e siècle.

Créer une culture de la conservation

Nos programmes de conservation et de gestion de la demande ont rejoint 1,1 million de participants à ce jour. Ces programmes se conjuguent pour nous faire économiser 272 millions de kWh par année, soit suffisamment pour alimenter 23 000 foyers pendant un an. Pour d'autres résultats de nos programmes de conservation et de gestion de la demande, consultez la troisième de couverture du présent rapport.

Les compteurs intelligents : une initiative gratifiante

En septembre 2007, un groupe de juges international a remis à Hydro One le 2007 Metering Award de l'Utility Planning Network dans la catégorie Automated Meter Reading Initiative. Le prix a été décerné à Hydro One en reconnaissance de ses efforts visant à soutenir le programme de compteurs intelligents de la province. En date du 31 décembre 2007, les équipes de Hydro One avaient installé 268 000 compteurs intelligents, qui permettent une gestion et un contrôle précis de l'énergie consommée et qui, en définitive, faciliteront l'application des tarifs selon le moment de la consommation lorsqu'ils seront en vigueur.



Linda Heinzle s'occupe d'un veau de un mois pendant que George s'affaire à nourrir le bétail à leur ferme laitière de St. Eugene, Ontario.

Durable. Renouvelable.
C'est notre avenir énergétique.

Les besoins énergétiques de l'Ontario ne cessent de croître et d'évoluer. Il est devenu clair, avec l'incidence des changements climatiques sur l'environnement, que la province et ses citoyens doivent adopter une nouvelle approche en matière de consommation et de gestion de l'approvisionnement énergétique.

Hydro One fait équipe avec d'autres leaders du secteur de l'énergie dans le cadre de diverses mesures novatrices visant à réduire la consommation d'énergie et à intégrer de nouvelles sources d'énergie renouvelable dans le réseau d'électricité de l'Ontario.

Au cours du dernier exercice, Hydro One a fait des progrès importants dans l'exécution du programme ontarien d'offre normalisée concernant les énergies renouvelables (RESOP, de l'anglais Renewable Energy Standard Offer Program). Destiné aux petits fournisseurs locaux, le RESOP soutient la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, le biogaz, la biomasse et la force hydraulique, en offrant aux participants une stabilité des prix et un contrat de 20 ans. Hydro One examine la faisabilité de toutes les propositions et raccorde les fournisseurs approuvés à notre réseau de distribution, dans la mesure du possible.

En 2007, George et Linda Heinzle sont devenus les premiers fournisseurs d'énergie tirée de la biomasse raccordés au réseau de transport de Hydro One dans le cadre du RESOP.

Les Heinzle sont propriétaires de Terryland Farm, une ferme laitière de 130 têtes située à l'est d'Ottawa. À l'instar de toutes les fermes laitières, leur ferme produit une quantité importante de biomasse renouvelable. Mais là où d'autres y voyaient des déchets, George et Linda y ont vu une ressource gaspillée. Les Heinzle peuvent produire 700 kWh d'énergie par jour, soit ce qu'il faut pour alimenter en électricité un foyer moyen pendant près d'un mois.

Le raccordement des Heinzle au réseau a été une première étape importante. Lorsque les petits fournisseurs seront de plus en plus nombreux à se raccorder au réseau électrique, ils apporteront une importante contribution à la fiabilité et à la diversité à long terme de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario.

8 000 MW

En 20 ans, l'approvisionnement en énergie renouvelable de l'Ontario devrait s'accroître de 8 000 MW, soit suffisamment pour satisfaire à près du tiers de la demande d'électricité actuelle de la province.

– selon le *Supply Mix Advice Report* de l'Office de l'électricité de l'Ontario.

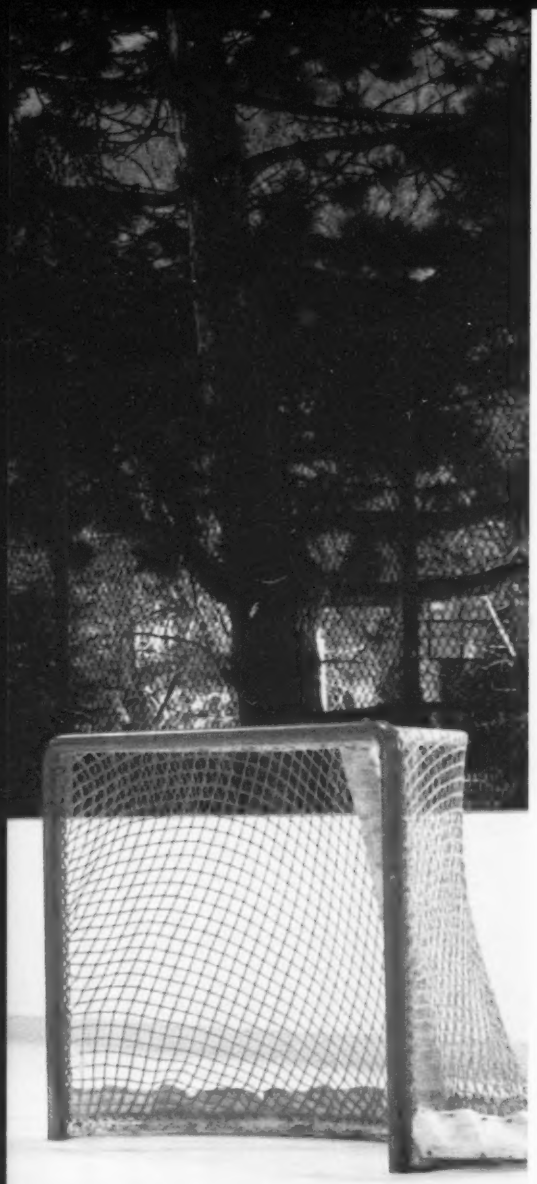
Pour avoir une province solide, il faut des collectivités fortes. C'est pourquoi à Hydro One nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons.

Commanditaire du programme d'alphabétisation des Premières nations

Hydro One travaille avec des communautés du nord de l'Ontario afin de préserver les langues et traditions des Premières nations. En tant que principal commanditaire du programme d'alphabétisation de Kwayaciiwin, nous aidons à faire en sorte que les langues autochtones conservent leur vitalité et leur pertinence. Ce programme, offert dans sept communautés différentes du nord de l'Ontario, débute dès la maternelle. Du matériel pédagogique et des livres spéciaux sont produits pour les éducateurs et leurs élèves. L'objectif du programme de Kwayaciiwin est de former des étudiants qui parlent couramment l'anihshiniimowin et l'anglais.

Fournisseur d'électricité dans le cadre du Championnat de labour international

Depuis 2001, Hydro One fournit de l'électricité dans le cadre du Championnat de labour international, la plus importante exposition agricole du Canada. Cet événement est une excellente occasion pour le personnel de Hydro One de rencontrer des membres de la communauté agricole de l'Ontario pour leur vanter les mérites des compteurs intelligents et discuter avec eux du programme de conservation et d'autres programmes de Hydro One. En rencontrant nos clients en personne, nous sommes plus à même de comprendre leurs besoins et ce qui leur convient le mieux. Nous pouvons ainsi leur proposer des programmes et des services qui les aideront à utiliser l'électricité aussi efficacement que possible.



Hydro One améliore les installations récréatives et aires de jeux des enfants partout en Ontario grâce à son nouveau programme de subventions PowerPlay.

Partenaires au sein de collectivités puissantes.

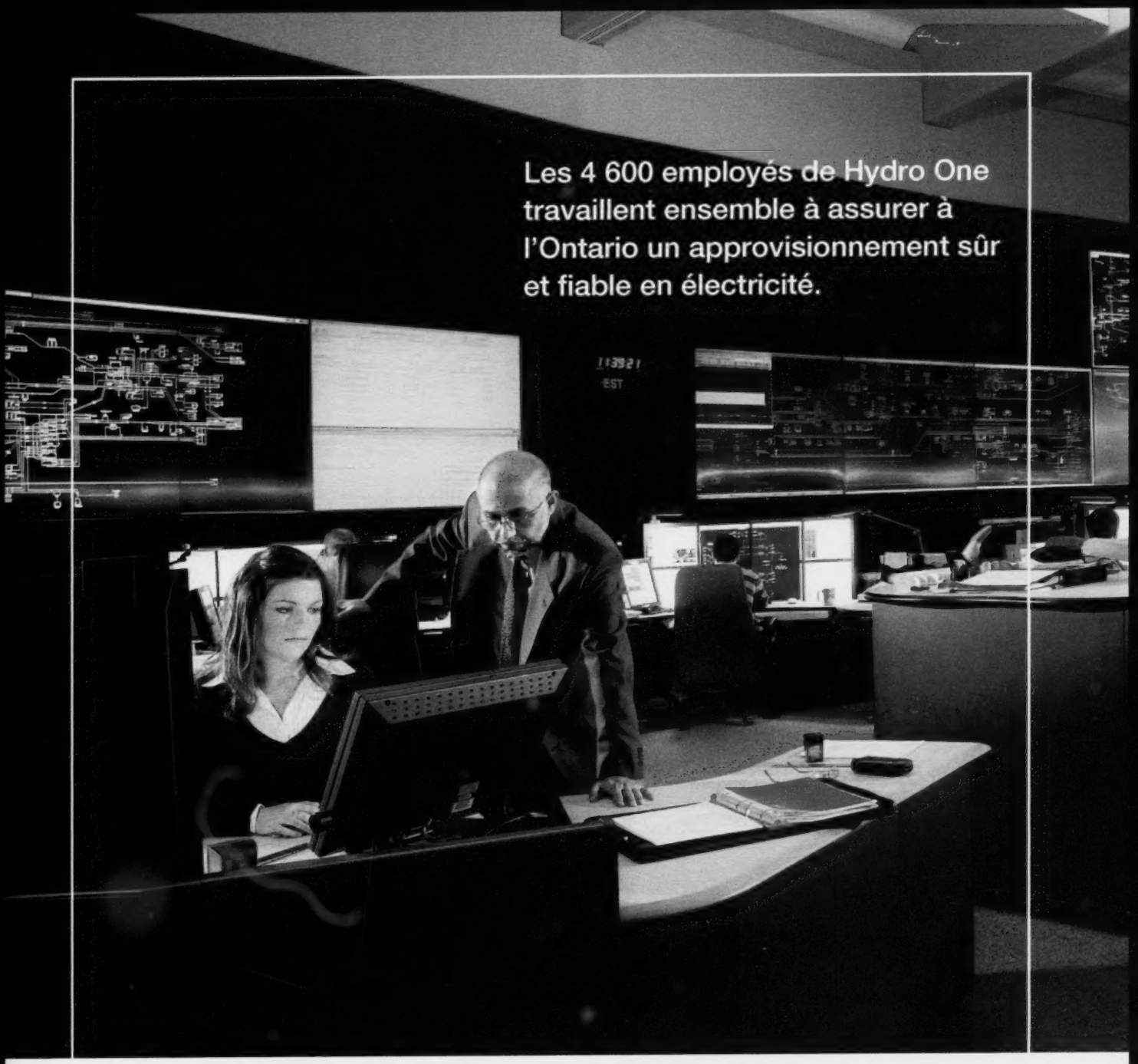
Que ce soit dans les agglomérations urbaines fourmillant d'activités ou dans les petites villes et les villages du nord, Hydro One et ses employés sont résolus à bâtir des collectivités saines et fortes partout en Ontario. Dans le cadre des efforts de bénévolat de nos employés et de nos subventions et commandites, Hydro One soutient un grand nombre de projets qui favorisent l'esprit communautaire.

En août 2007, Hydro One a annoncé le lancement de PowerPlay, un nouveau programme de subventions visant à soutenir et à améliorer les installations récréatives et sportives des enfants. PowerPlay accorde jusqu'à 25 000 $ pour des projets destinés à des centres communautaires, des anneaux de glace intérieurs et extérieurs, des terrains de jeu, des fontaines à jets douchants, des terrains de sports – des endroits où les enfants peuvent s'adonner à des activités sportives, demeurer actifs et en santé et s'amuser. Le programme s'adresse aux municipalités et aux organismes de charité enregistrés dont Hydro One est le fournisseur d'électricité.

L'an dernier, *Corporate Knights*, le magazine ayant le plus grand tirage au monde et qui se consacre explicitement à la responsabilité sociale des entreprises, a inscrit Hydro One à son palmarès des 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada. Le classement se fonde sur un examen des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance, ainsi que sur des indicateurs de rendement clés pour des secteurs particuliers. Hydro One s'est classée au 26e rang du palmarès et troisième parmi les entreprises de services publics au Canada.

500 000 $

Hydro One a engagé 500 000 $ dans l'avancement de la recherche et du traitement des victimes de brûlures électriques du Ross Tilley Burn Centre, au Sunnybrook Health Sciences Centre.

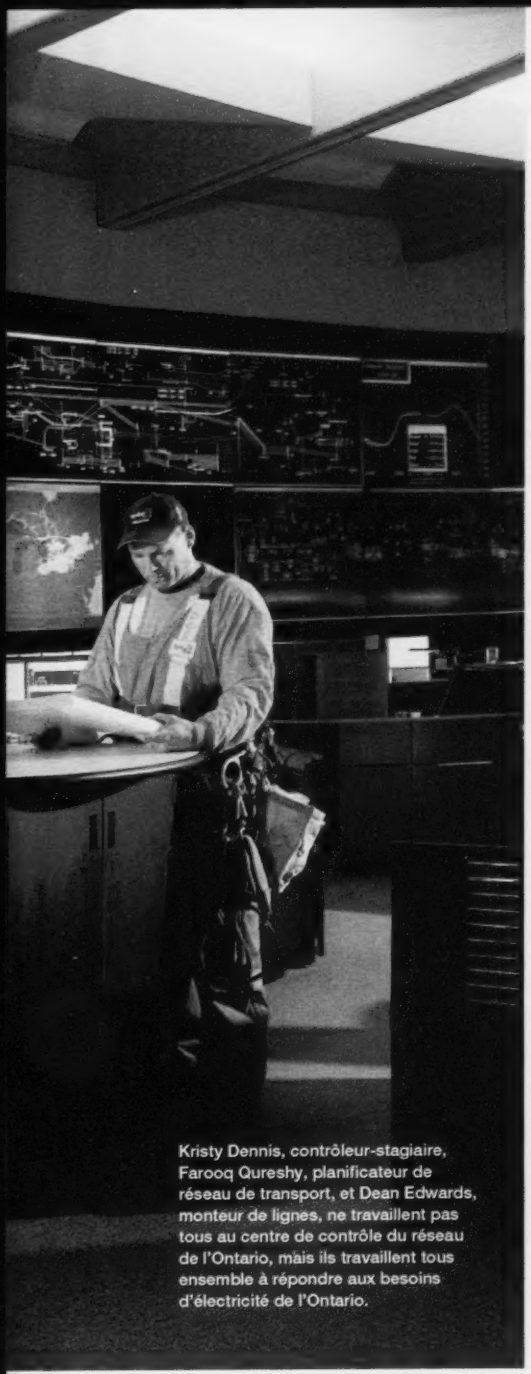


De solides progrès au chapitre de la satisfaction de la clientèle

En 2007, les niveaux de satisfaction de la clientèle ont augmenté considérablement. La satisfaction globale des principaux clients du secteur du transport a augmenté de 10 % pour s'établir à 95 %, tandis que celle des principaux clients du secteur de la distribution a progressé de 6 % pour atteindre 90 %. Ces augmentations sont attribuables aux efforts concertés de tous nos employés pour répondre plus promptement aux demandes des clients. Nous visons un taux de satisfaction globale de 90 % ou plus pour tous les clients dans les cinq prochaines années.

Bâtir notre effectif de demain

Dans quelques années, plus de 30 % des employés de Hydro One seront admissibles à la retraite. C'est pourquoi Hydro One prend des mesures pour attirer de futurs employés en s'associant à quatre collèges de l'Ontario : Algonquin, Georgian, Mohawk et Northern. En plus de faire don d'équipement et de mettre sur pied des programmes de bourses d'études, les professionnels de Hydro One aideront à mettre au point des programmes d'études. Ce partenariat vise à sensibiliser les jeunes étudiants doués aux nombreux débouchés qu'offre le secteur du transport et de la distribution d'électricité. Hydro One commandite également des programmes semblables à l'Université Western Ontario, l'Université McMaster et l'Université Ryerson.



Kristy Dennis, contrôleur-stagiaire, Farooq Qureshy, planificateur de réseau de transport, et Dean Edwards, monteur de lignes, ne travaillent pas tous au centre de contrôle du réseau de l'Ontario, mais ils travaillent tous ensemble à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario.

Nos gens sont notre plus grande puissance.

Tous les jours, les hommes et les femmes de Hydro One se rendent au travail avec un objectif en tête : faire en sorte que le réseau d'électricité de l'Ontario fonctionne de manière sûre et fiable. L'intendance du réseau de livraison d'électricité de l'Ontario fait appel à un effectif diversifié aux multiples compétences et talents. Nous avons besoin de gens qui sont des experts dans leurs domaines respectifs, mais qui peuvent aussi apporter leur contribution au sein d'une équipe intégrée. Les planificateurs de réseau, les techniciens chargés de la maintenance des centrales, les experts-forestiers, les monteurs de lignes, les exploitants de réseaux et les ingénieurs doivent tous coopérer pour préserver la vigueur de l'Ontario.

Comme bon nombre de grands employeurs, Hydro One est confrontée à un changement démographique massif. D'ici cinq ans, 30 % de nos employés seront admissibles à la retraite. En 2007, nous nous sommes concentrés sur des stratégies visant à faciliter le transfert de connaissances à la prochaine génération d'employés. Notre initiative pour les nouveaux diplômés vise à recruter les diplômés universitaires les plus brillants en vue de les initier à diverses activités dans le cadre d'un programme d'apprentissage intensif d'une durée de deux ans.

Le programme d'apprentissage de Hydro One a connu une progression continue au cours des quatre dernières années, 774 apprentis ayant joint différents corps de métiers comme la maintenance de lignes, la foresterie électrique, la maintenance de centrales et d'autres. La formation rigoureuse de Hydro One fixe les normes de l'industrie pour la province et produit des travailleurs productifs et travaillant de manière sécuritaire sur lesquels les Ontariens peuvent compter.

Les initiatives comme notre nouveau projet de partenariat avec le conseil de gestion des Premières nations de Sioux Lookout et le Syndicat des travailleurs de l'électricité, lancé pour attirer de nouveaux employés autochtones, démontre la volonté de Hydro One d'être à l'image des collectivités où nous vivons et travaillons.

774

Hydro One a recruté 774 apprentis au cours des quatre dernières années.

Haute direction de Hydro One

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction,
Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux

Myles D'Arcey
Premier vice-président,
Exploitation des services
aux abonnés

Steve Dorey
Vice-président,
Relations externes

John Fraser
Vice-président,
Vérification interne et
chef du risque

Tom Goldie
Premier vice-président,
Services de gestion

Peter Gregg
Vice-président,
Affaires générales et réglementaires

Rick Kellestine
Vice-président et
conseiller de la direction

Carmine Marcello
Vice-président,
Projets corporatifs

Nairn McQueen
Vice-président,
Ingénierie et construction

Geoff Ogram
Vice-président,
Gestion de l'actif

Wayne Smith
Vice-président,
Exploitation du réseau

Beth Summers
Vice-présidente directrice et
chef des finances

Rapport de gestion

Les états financiers sont préparés en dollars canadiens, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006.

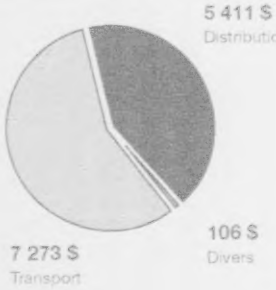
Aperçu

Nous sommes entièrement détenus par la province d'Ontario (la province), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la CEO). Nous sommes le principal transporteur et distributeur d'électricité en Ontario, assurant la livraison sécuritaire et fiable d'électricité aux foyers et aux entreprises. À titre d'intendant de l'imposant et complexe réseau de transport et de distribution de cette province, nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique faisant figure de chef de file en Amérique du Nord à l'égard de la sécurité, du service à la clientèle et de la fiabilité, tout en mettant l'accent sur le développement et le maintien en poste de nos employés et en créant de la valeur pour notre actionnaire. En 2007, nous avons continué à nous concentrer sur nos activités principales, avons maintenu et amélioré considérablement notre rendement dans divers secteurs clés de nos activités, et avons grandement contribué à la reconstruction de l'infrastructure principale en Ontario.

Transport

Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de commande du réseau de l'Ontario, situé à Barrie, en Ontario. Le réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie plusieurs installations de production importantes à des postes de transport et à de vastes centres de consommation de secteur. En 2007, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 242 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 152 TWh d'électricité transportés, directement ou indirectement, à presque tous les consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Ces interconnexions nous permettent d'importer environ 4 000 MW et d'exporter environ 5 800 MW d'électricité. En termes d'actifs, notre entreprise de transport est notre secteur d'activité le plus important, représentant environ 57 % du total de notre actif.

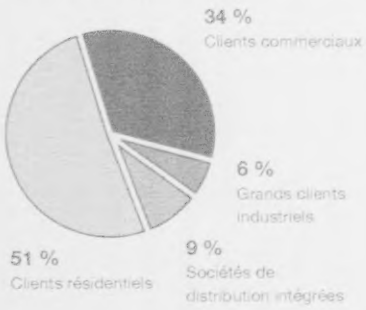
Total de l'actif
Au 31 décembre 2007
(en millions de dollars CA)



Distribution

Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario et s'étend sur environ 75 % de la province, desservant quelque 1,3 million de clients ruraux et urbains et 50 grands clients industriels. Nous exploitons aussi des petits réseaux de production et de distribution réglementés dans un certain nombre de collectivités éloignées du nord de l'Ontario, qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité de l'Ontario. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels ont représenté environ la moitié de nos produits tirés de la distribution.

Produits tirés de la distribution en 2007



Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 31 millions de dollars en 2007 et compte des actifs d'environ 106 millions de dollars, ce qui représente moins de 1 % du total de notre actif. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc., qui commercialise une capacité de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande.

Notre stratégie

En 2007, soucieux de préserver et de bâtir la confiance du public, nous sommes demeurés centrés stratégiquement sur nos activités principales et avons misé sur nos réalisations. Par conséquent, nous nous sommes rapprochés de notre objectif d'être considérés par nos clients comme leur meilleur prestataire de services, par nos pairs comme la référence en matière d'excellence et par notre actionnaire comme une société qui offre une valeur supérieure tout en s'efforçant d'attirer et de maintenir en poste un personnel qualifié et productif.

Nous cherchons à atteindre ces buts en continuant à mettre en œuvre les stratégies suivantes :

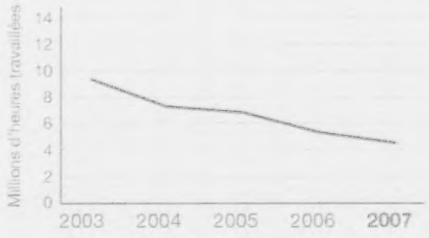
- *Gestion responsable* : Préserver et bâtir la confiance du public en notre capacité d'assurer la livraison sécuritaire, fiable et efficace de l'électricité.
- *Sécurité* : Créer et maintenir un milieu de travail sécuritaire en nous concentrant sur l'élimination des blessures graves et des accidents « évités de justesse » dans les domaines de travail potentiellement très dangereux.
- *Clientèle* : Devenir une société axée sur la clientèle qui domine le marché. Nous avons l'intention de rester centrés et résolus à améliorer la satisfaction de notre clientèle. Nous nous efforçons de solidifier nos relations avec nos grandes et moyennes entreprises clientes en tenant compte de leurs besoins commerciaux. Pour les clients résidentiels, nous comptons mettre particulièrement l'accent sur la qualité des services à la clientèle comme la facturation, le traitement des appels, la gestion des pannes et la lecture des compteurs. Nous comptons aussi apporter une contribution positive aux collectivités ontariennes par l'intermédiaire de nos programmes d'engagement social.
- *Fiabilité* : Améliorer la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution grâce à nos programmes de travaux productifs et efficaces. Dans le domaine du transport, nous développons le réseau de manière proactive afin de répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Dans le domaine de la distribution, nous sommes centrés sur la fiabilité, compte tenu des défis présentés par l'exploitation d'un réseau au sein d'un vaste territoire peu densément peuplé.
- *Finances* : Nous assurer que nos actions contribuent à maximiser la valeur de notre société, tout en conservant un accès efficace à long terme à des fonds à des taux raisonnables et en dégageant un rendement financier approprié pour notre actionnaire.
- *Relations de travail* : Gérer les défis posés par le profil démographique de la main-d'œuvre par l'embauche, la formation et le maintien en poste d'employés productifs.

Mesures et objectifs de rendement

Nous mesurons et fixons notre rendement dans tous les domaines stratégiques susmentionnés, en nous assurant de reconnaître les besoins de toutes les principales parties intéressées. Nous avons atteint ou dépassé nos objectifs ambitieux de 2007, affichant des progrès dans maints domaines comparativement à 2006, et sommes en voie d'atteindre nos objectifs stratégiques.

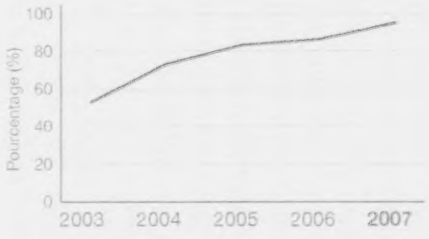
La nature potentiellement dangereuse de nos activités exige que nous soyons fortement centrés sur la sécurité. L'un de nos objectifs est donc d'éliminer les blessures graves. Par conséquent, nous mesurons notre taux d'incidents graves afin de déceler les situations qui pourraient accroître le risque de blessures. Ces incidents comprennent les chocs électriques et les accidents liés à l'utilisation de véhicules ou de matériel de travail qui auraient pu être évités. Comme l'indique le graphique ci-contre, nous avons connu 4,4 incidents graves par million d'heures travaillées en 2007, soit 15 % de moins qu'en 2006, 34 % de moins qu'en 2005 et 39 % de moins qu'en 2004. Dans l'avenir, nous continuerons de promouvoir l'importance de la sécurité en nous efforçant de changer les mentalités et en demeurant centrés sur les gens et le milieu de travail. Pour y arriver, nous devons faire preuve d'un solide leadership, comprendre et miser sur les facteurs humains et le rôle des traits humains dans la création d'un milieu de travail sécuritaire. Les initiatives prévues comprennent un nombre accru d'évaluations des installations et des sites et l'utilisation accrue d'outils d'analyse décisionnelle conçus pour réduire l'erreur humaine et ses conséquences.

Taux d'incidents graves



La satisfaction de la clientèle est aussi essentielle à notre succès. En 2007, nous avons dépassé notre objectif global pour ce qui est des niveaux de satisfaction de la clientèle. Comme le montre le graphique ci-contre, les résultats de notre sondage sur la satisfaction de la clientèle des grandes entreprises de transport se sont améliorés, ce taux ayant passé de 86 % en 2006 à 95 %. De plus, nous avons constaté une amélioration continue depuis les cinq derniers exercices. Nous demeurons aussi très au fait des besoins de nos clients résidentiels et petites entreprises clientes, et les résultats du sondage indiquent un niveau de satisfaction global de 82 %, ce qui est conforme aux résultats de 2006. Nous avons atteint notre objectif global en matière de satisfaction de la clientèle à l'égard des génératrices. Dans cette catégorie, nous avons respecté notre objectif en matière de satisfaction pour ce qui est des génératrices raccordées au réseau de transport, mais ne l'avons pas atteint pour ce qui est des génératrices raccordées au réseau de distribution. L'examen des préoccupations soulevées demeurera une question prioritaire en 2008. Nous demeurerons centrés sur l'amélioration du taux de satisfaction de nos clients dans tous les secteurs en répondant de manière ciblée aux besoins spécifiques de chacun.

Grandes entreprises de transport
satisfaction de la clientèle



En tant qu'intendant du réseau d'électricité de la province, nous cherchons à conserver et à bâtir la confiance du public dans le cadre de nos activités. En 2007, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant pour nos clients de manière sûre, fiable et efficace. Nous savons que les entreprises, toutes tailles confondues, exigent un service fiable et, par conséquent, nous visons à nous classer dans le premier quartile en matière de fiabilité comparativement à d'autres réseaux semblables. En 2007, nous avons atteint nos objectifs annuels en matière de fiabilité, en plus de réaliser des progrès par rapport à 2006. Notre engagement soutenu envers les Ontariens a été reconnu par Corporate Knights, société de médias indépendante qui s'attache à promouvoir et à renforcer le développement durable au Canada, qui nous a classés parmi les 50 premières entreprises

socialement responsables au Canada et troisième parmi les sociétés de services publics. Le classement se fonde sur des indicateurs ayant trait à l'environnement, à la responsabilité sociale et à la gouvernance. De plus, nos programmes de conservation et de gestion de la demande, et de compteurs intelligents ont été cités comme principaux facteurs ayant contribué à cette reconnaissance. De plus, Corporate Knights nous a reconnus comme l'entreprise de services publics la plus diversifiée au Canada et nous a classés au cinquième rang de l'ensemble des sociétés au Canada.

Avec le départ à la retraite attendu de nombreux employés, nous entrons dans une période de profonds changements démographiques. Ces changements toucheront l'ensemble du secteur de l'électricité, et nous avons pris un rôle de leadership afin de faciliter la transition. Dans le cadre d'une stratégie globale visant à combler nos besoins en personnel pour de nombreuses années à venir, nous avons conclu un partenariat avec quatre collèges communautaires des arts appliqués et de technologie afin d'attirer et de former les futurs employés du secteur du transport et de la distribution d'électricité. Dans le cadre de ce partenariat, nous contribuerons en accordant des bourses d'études, en concevant des programmes et en mettant au point de l'équipement pour des programmes visant à former des jeunes pour combler des postes de techniciens, de technologues et autres métiers du secteur de l'électricité.

Notre performance financière et le milieu d'affaires dans lequel nous évoluons sont pris en compte dans l'établissement de nos cotes de solvabilité à court et à long terme. En mars 2007, Standard & Poor's Rating Services Inc. (S&P) a attribué une perspective positive à notre cote de solvabilité « A » à long terme, par rapport à stable, attribuant l'amélioration à un risque d'entreprise moins élevé pour le secteur dans son ensemble. En novembre, S&P a publié un compte rendu qui réaffirmait la perspective positive attribuée, tout en notant une amélioration constante de notre profil de risque d'entreprise. Nos notations de crédit actuelles facilitent l'accès continu aux marchés de capitaux d'emprunt à un coût raisonnable pour financer les besoins en infrastructure de notre réseau.

Réglementation

Nos entreprises de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. La CEO établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou orales. Nos produits tirés du transport comprennent principalement nos tarifs de transport qui sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution comprennent principalement nos tarifs de distribution, qui sont aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et le recouvrement des coûts d'achats d'électricité consommée par notre clientèle. Par conséquent, nos activités de distribution sont à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins de revenus approuvés qui prévoient le recouvrement des coûts et comprennent un rendement cible des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés. De plus, la CEO approuve des avenants tarifaires pour permettre le recouvrement ou la cession d'actifs et de passifs réglementaires précis dans un délai donné.

Dans la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille de tarifs réglementés (GTR), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient un mélange de prix réglementé, de prix contractuel et de prix du marché de gros au comptant. La CEO fixe les prix pour les clients admissibles à la GTR à partir d'une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils de consommation saisonnière. Les déficits ou les paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont financés par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO). Les prix sont revus tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour par la CEO et tout écart accumulé entre le montant que les clients ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs d'électricité au cours de la période précédente. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR, de même que les clients du marché de gros, paient le prix du marché de l'électricité rajusté pour tenir compte de l'écart entre les prix du marché et les prix versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros et du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et des rôles de surveillance et de coordination assumés par la SIERÉ, l'OEO a été créée au moyen de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour assurer, entre autres, l'approvisionnement à long terme en électricité, faciliter la gestion de la puissance appelée et la conservation et fournir une assistance à l'égard de la stabilité des tarifs pour les clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat, et conformément à l'orientation de la province en matière de mixité des sources d'approvisionnement, l'OEO a mis au point le Plan intégré du réseau d'électricité (PIRÉ) qui a été soumis le 29 août 2007 à la CEO pour examen et approbation. Le programme d'immobilisations du plan, établi sur environ 20 ans, sera axé sur des initiatives requises pour livrer l'électricité aux clients de l'Ontario. L'approbation de la CEO est attendue à l'automne 2008.

L'OEO est aussi chargée de coordonner la fourniture et le financement de programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande. Ce travail de coordination fait suite aux mesures prises par des entreprises de distribution locale (EDL), y compris nos activités de distribution, en raison des hausses des tarifs de distribution approuvées en 2005. Nos programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande financés par l'OEO en 2007 se sont élevés à environ 6 millions de dollars et nos programmes financés par les tarifs de distribution depuis 2005 ont totalisé environ 41 millions de dollars. Le but ultime des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande, aux termes du PIRÉ, est de réduire la demande provinciale de 6 300 MW d'ici 2025.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux du programme de conservation et de gestion de la demande en fournissant le cadre pour l'installation de 800 000 compteurs intelligents dans les résidences et entreprises ontariennes d'ici la fin de 2007, la finalisation de l'installation dans la totalité des résidences et entreprises étant prévue pour la fin de 2010. Ces compteurs seront en mesure de calculer et de faire rapport sur l'utilisation pendant des périodes préétablies, leur lecture étant effectuée à distance, et, lorsque combinés à des systèmes de communications, pourront assurer aux clients l'accès à l'information relative à leur consommation. En 2007, la province a nommé la SIERÉ l'entité responsable des compteurs intelligents chargée de surveiller la collecte et la gestion des données. Les EDL, y compris nos entreprises de distribution, sont responsables du développement de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie connexe pour les communications, afin de respecter les exigences minimums définies dans les règlements, ainsi que de la mise en œuvre des tarifs selon le moment de la consommation qui sont actuellement volontaires. En 2007, nous avons déployé plus de 260 000 compteurs intelligents, dépassant notre objectif de 2007, qui était d'environ 240 000 compteurs, et portant à environ 288 000 le nombre cumulatif d'installations dans le cadre de notre programme d'installation de compteurs intelligents. Nous poursuivons le déploiement de compteurs intelligents (voir le tableau « Dépenses en immobilisations futures », à la page 30).

Tarifs de transport

La SIERÉ facilite les paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario (TTU) approuvés par la CEO pour tous les transporteurs ontariens.

En octobre 2005, la CEO a amorcé une procédure visant à revoir nos tarifs de transport et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008 en se basant sur la réglementation fondée sur le coût du service. Le 21 février 2006, la CEO a annoncé sa décision d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices afin de partager également, entre notre actionnaire et les clients, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à ce que de nouveaux tarifs aient été établis. Par conséquent, 50 % de nos bénéfices excédentaires recouvrés auprès des clients ont été reportés à titre de passif réglementaire.

En septembre 2006, nous avons déposé une demande relative à nos tarifs de transport par l'intermédiaire de notre filiale, Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks). Le 30 mars 2007, avant de rendre une décision sur notre demande de tarif de transport, la CEO a rendu une décision ordonnant que le mécanisme de partage des bénéfices cesse de s'appliquer à compter du 31 décembre 2006. Dans le cadre de cette décision, la CEO a également approuvé la notion d'établissement d'un nouveau compte de report de l'insuffisance des revenus afin de comptabiliser le différentiel de produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devraient être approuvés plus tard au cours de l'exercice pour la période commençant le 1er janvier 2007.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant notre demande relative aux tarifs de transport pour 2007 et 2008. La décision, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, a démontré que la CEO fait confiance à nos programmes de travail puisqu'elle a approuvé toutes nos dépenses en immobilisations et d'exploitation pour 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction annuelle estimative de 8 % des tarifs de transport en raison principalement d'une réduction du taux de rendement des capitaux propres approuvé, qui est passé de 9,88 % à 8,35 %, selon une formule utilisée par la CEO dans la réglementation des EDL. De plus, la CEO a approuvé des montant finaux et la façon de régler certains comptes réglementaires, y compris le compte de report de l'insuffisance des revenus, le mécanisme de partage des bénéfices et les passifs au titre des frais d'exportation et de transit, ainsi que le nouvel actif réglementaire lié à la préparation au marché de transport. Les montants au titre du compte de report de l'insuffisance des revenus et du mécanisme de partage des bénéfices seront remboursés aux clients au cours de la période de 14 mois allant du 1er novembre 2007 au 31 décembre 2008, tandis que le passif lié aux frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché de transport seront reflétés dans les tarifs au cours de la période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Dans le cadre d'une procédure conjointe des transporteurs de l'Ontario, la CEO a approuvé, le 17 octobre 2007, les nouveaux TTU qui seront en vigueur du 1er novembre 2007 au 31 décembre 2008. Les nouveaux tarifs reflètent en tous points les changements approuvés apportés à nos besoins de revenus et aux éléments déterminants des charges, et sont, en moyenne, 12 % moins élevés que les tarifs précédemment approuvés. Les nouveaux tarifs devraient donner lieu à une diminution d'environ 1 % du total de la facture d'électricité du consommateur. Nous prévoyons que la CEO rétablira les TTU le 1er janvier 2009, date à partir de laquelle nous prévoyons une hausse de l'affectation des besoins de revenus provenant des TTU afin de tenir compte du plein remboursement aux clients du mécanisme de partage des bénéfices et du compte de report de l'insuffisance des revenus. Afin d'atteindre le financement nécessaire à l'infrastructure, nous comptons soumettre une demande tarifaire pour les tarifs de transport de 2009–2010 à l'été de 2008.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation de nos clients selon des tarifs de distribution approuvés, des coûts d'achats d'électricité et d'autres charges réglementaires approuvées.

Tarifs de distribution

En août 2005, nous avons déposé une demande relative aux tarifs de distribution visant à faire approuver une augmentation des besoins de revenus de 2006 pour nos activités de distribution exercées par l'intermédiaire de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton Networks Inc. (Hydro One Brampton). Le 12 avril 2006, la CEO a annoncé ses décisions concernant ces demandes et, en se basant sur la preuve écrite et orale soumise, elle a approuvé l'augmentation demandée des besoins de revenus en se fondant sur un taux de rendement approuvé de 9,00 % en vigueur le 1er mai 2006.

En 2006, la CEO a entamé le processus visant à établir un mécanisme de réglementation incitative (MRI) pour les exercices 2007 à 2010. Le processus comprend une méthode basée sur des formules pour établir les tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs étalée sur tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010. Nos filiales, Hydro One Networks et Hydro One Brampton, ont demandé des rajustements marginaux des tarifs de distribution en février 2007, en se fondant sur une formule approuvée par la CEO qui tient compte de l'inflation, des objectifs d'efficience et des événements importants qui échappent au contrôle de la direction. En avril 2007, la CEO a approuvé nos demandes en tenant compte de ses politiques en matière de coût en capital et de MRI de deuxième génération, et les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2007.

Comme notre filiale Hydro One Networks était parmi les 25 EDL choisies pour une révision tarifaire en 2008, le 15 août 2007, nous avons soumis la portion des besoins de revenus de notre demande de 2008 liée au coût de service conformément au plan pluriannuel d'établissement des tarifs de la CEO. Cette demande vise à obtenir l'approbation de besoins de revenus de 1 067 millions de dollars en fonction d'un taux de rendement de 8,64 % pour 2008. La hausse des tarifs de distribution demandée se traduira par une augmentation moyenne nette de moins de 1 % sur le total de la facture de l'abonné moyen. Le 18 décembre 2007, nous avons déposé les détails de la répartition des coûts et de la structure tarifaire proposées, qui comprennent un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires de nos clients et à consolider, ou harmoniser, les tarifs de ses catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées. Conformément aux lignes directrices en matière de traitement de la CEO, une décision est attendue à la fin de 2008.

Le 2 août 2007, la CEO a entamé un processus de consultation sur l'élaboration des principes et de la méthodologie du MRI de troisième génération. Ce processus prendra fin avec la publication d'un rapport de la CEO, prévue vers la moitié de 2008, et qui servira à rajuster les tarifs à compter de 2009, pour les EDL, y compris notre filiale Hydro One Networks, dont les tarifs de 2008 seront révisés. Le 1er novembre 2007, Hydro One Brampton a déposé sa demande pour les tarifs de 2008 en tenant compte des politiques de la CEO en matière de coût en capital et de MRI de deuxième génération. Les tarifs de distribution de notre filiale Hydro One Brampton seront révisés en 2010.

Programme d'installation de compteurs intelligents

En mars 2006, la CEO a approuvé un tarif mensuel de 27 cents et 28 cents par client possédant un compteur, avec prise d'effet le 1er mai 2006, à titre de financement initial pour l'investissement requis dans des compteurs intelligents respectivement pour nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton. Par conséquent, les dépenses excédant les montants recouvrés ont été comptabilisées à titre d'actif réglementaire, et le moyen de les réaliser sera établi à une date ultérieure. En avril 2007, dans le cadre de la décision de la CEO concernant les demandes relatives aux tarifs de distribution de 2007 faites par Hydro One Networks et Hydro One Brampton, la CEO a approuvé des montants respectivement de 93 cents et 67 cents par mois par abonné possédant un compteur, pour les compteurs intelligents, en vue de leur mise en œuvre à compter du 1er mai 2007.

Le 8 août 2007, la CEO a annoncé sa décision sur l'instance combinée visant à déterminer le recouvrement des dépenses engagées par les distributeurs. Le recouvrement des dépenses liées à la fonctionnalité minimale approuvée de l'infrastructure associée aux compteurs intelligents engagées par nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton a été approuvé. Par conséquent, les dépenses liées aux compteurs intelligents ne sont plus reportées au titre des actifs réglementaires. Au lieu de cela, ces dépenses sont maintenant classées à titre d'immobilisations ou sont imputées aux résultats d'exploitation. Les dépenses établies comme étant supérieures aux coûts de fonctionnalité minimale pour notre filiale Hydro One Networks ont été soumises à un examen dans le cadre de notre demande tarifaire de 2008 fondée sur le coût du service. Hydro One Brampton soumettra ces dépenses à un examen dans le cadre de sa demande de 2010 fondée sur le coût du service.

Résultats d'exploitation

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006	Variation en $	Variation en %
Transport	**1 242**	1 245	(3)	–
Distribution	**3 382**	3 273	109	3
Divers	**31**	27	4	15
	4 655	4 545	110	2
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	**22 988**	22 650	338	1
Distribution – unités distribuées aux clients *(TWh)*[1]	**30,2**	29,0	1,2	4

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Les tarifs visent à recouvrer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximum, qui dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également un faible montant de produits tirés des services auxiliaires, qui découlent principalement des services d'entretien offerts aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos droits de passage.

Les produits pour l'exercice ont été touchés par la décision du 16 août 2007 de la CEO concernant notre demande relative aux tarifs de transport. Bien que la CEO ait approuvé tous nos besoins de dépenses liées au programme de travaux, notre taux de rendement des capitaux propres a reculé, passant de 9,88 % à 8,35 %, et notre structure du capital présumée a été rajustée, passant d'une structure qui comprenait des actions ordinaires et privilégiées et de la dette à une structure du capital présumée où la dette compte pour 60 % et les actions ordinaires pour 40 %. Cette structure du capital correspond à celle que la CEO a approuvée en 2006, laquelle a établi la structure du capital pour les EDL de l'Ontario. La décision de la CEO est entrée en vigueur le 1er janvier 2007 et les nouveaux tarifs en découlant pour les clients ont été mis en œuvre le 1er novembre 2007. À la suite de la décision de la CEO, nous avons réduit nos produits tirés du transport en 2007 pour refléter les besoins de revenus approuvés. Les montants excédentaires recouvrés auprès des clients qui ont été comptabilisés dans le compte de report de l'insuffisance des revenus sont retournés aux clients au moyen de tarifs moins élevés à compter du 1er novembre 2007. Le 30 mars 2007, la CEO a approuvé la cessation du mécanisme de partage des bénéfices en date du 31 décembre 2006, et l'a remplacé par le compte de report de l'insuffisance des revenus. Le compte de report de l'insuffisance des revenus et les passifs au titre du mécanisme de partage des bénéfices seront repris sur la période pendant laquelle les nouveaux tarifs seront en vigueur, et seront reflétés dans les produits au cours de la période de 14 mois allant du 1er novembre 2007 au 31 décembre 2008.

Nos produits tirés du transport ont reculé de 3 millions de dollars par rapport à 2006. La décision de la CEO relative aux tarifs de transport rendue le 16 août 2007 a entraîné une baisse de nos produits d'environ 53 millions de dollars. Cela comprend le rajustement des produits associé à la comptabilisation du passif du compte de report de l'insuffisance des revenus et l'incidence des nouveaux tarifs approuvés par la CEO avec prise d'effet le 1er novembre 2007. Cette baisse a été compensée en partie par l'incidence de la décision prise plus tôt par la CEO de mettre fin au mécanisme de partage des bénéfices à compter du 31 décembre 2006, ce qui a fait augmenter les produits tirés du transport d'environ 33 millions de dollars.

Les produits pour l'exercice traduisent également une hausse de la demande de pointe moyenne en regard de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une augmentation des produits tirés du transport de 23 millions de dollars et un recul des autres produits de 6 millions de dollars.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent les produits tirés de nos tarifs de distribution, lesquels sont fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, ainsi que des montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achats d'électricité consommée par nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent principalement de nos tarifs de distribution, de la quantité d'électricité que nous distribuons et des coûts d'achats d'électricité. Les produits tirés de la distribution comprennent également un faible montant de produits tirés des services auxiliaires de distribution comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution, et des frais divers comme les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 109 millions de dollars, ou 3 %, en 2007 en regard de l'exercice précédent. Cette variation comprend le recouvrement des coûts d'achats d'électricité de 19 millions de dollars, comme il est décrit ci-après à la rubrique « Achats d'électricité ». En outre, la CEO a approuvé les hausses des tarifs de distribution de nos filiales, Hydro One Networks et Hydro One Brampton, en vigueur respectivement le 1er mai 2006 et le 1er mai 2007. Ces hausses tarifaires, qui répondent aux besoins du réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement afin d'assurer l'approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario, ont entraîné une augmentation des produits tirés de la distribution de 45 millions de dollars au cours de l'exercice. En 2006, les tarifs de distribution ont été approuvés dans le cadre d'une audience sur le coût total du service et, en 2007, ces tarifs ont été approuvés en tenant compte des directives de la CEO qui comprenaient un mécanisme incitatif visant le rajustement des tarifs. La consommation plus élevée d'énergie découlant principalement de températures hivernales plus basses au cours de l'exercice considéré a eu pour effet de faire monter nos produits tirés de la distribution de 26 millions de dollars. En outre, par suite de la décision de la CEO rendue le 8 août 2007 sur l'instance combinée concernant les compteurs intelligents, nous avons constaté des produits tirés des compteurs intelligents de 17 millions de dollars, reflet du recouvrement de nos investissements dans ce programme. Nous avons également enregistré une hausse de 2 millions de dollars des autres produits au cours de l'exercice.

Achats d'électricité

Les coûts d'achats d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERÉ et les frais de transport prélevés par la SIERÉ. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés repose sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils saisonniers. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, ajusté pour tenir compte de la différence entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR ayant une incidence sur 2006 et 2007 est présenté ci-dessous.

Sommaire de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1er novembre 2005	1 000	750	5,0	5,8
1er mai 2006	600	750	5,8	6,7
1er novembre 2006	1 000	750	5,5	6,4
1er mai 2007	600	750	5,3	6,2
1er novembre 2007	1 000	750	5,0	5,9

En 2007, les coûts d'achats d'électricité ont augmenté de 19 millions de dollars, ou 1 %, pour atteindre 2 240 millions de dollars en regard de l'exercice précédent. L'augmentation de nos coûts d'achats d'électricité est principalement imputable à une hausse de 57 millions de dollars de la demande d'électricité, à une hausse du prix de l'électricité sur les marchés de gros de 25 millions de dollars pour les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR et à une hausse des frais de service du marché de gros de l'électricité prélevés par la SIERÉ de 7 millions de dollars. Ces augmentations ont été compensées en partie par une baisse des coûts de 62 millions de dollars découlant de la GTR de la CEO pour les clients résidentiels et autres clients admissibles, conjugués à l'incidence de la décision de la CEO du 16 août 2007 relative aux tarifs de transport de 8 millions de dollars.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent essentiellement de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés pour soutenir l'exploitation et l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces coûts comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2007**	2006	Variation en $	Variation en %
Transport	**415**	390	25	6
Distribution	**549**	460	89	19
Divers	**31**	30	1	3
	995	880	115	13

Transport

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont augmenté de 25 millions de dollars, ou 6 %, en 2007 en regard de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons poursuivi les investissements nécessaires pour assurer l'exploitation sûre et fiable du réseau de transport. Nous avons connu une hausse des dépenses liées à nos programmes de travaux de 24 millions de dollars attribuable surtout à nos programmes planifiés d'entretien des postes, notamment le matériel et les transformateurs, et à nos programmes de dégagement des lignes et de débroussaillage, compensés en partie par des besoins réduits en matière d'entretien correctif non planifié. Nous avons également enregistré des dépenses légèrement plus élevées en rapport avec notre réseau de transport. Cette augmentation reflète la mise en branle d'un important projet touchant les systèmes et les processus d'affaires qui permettra l'adoption de processus d'affaires uniformes plus efficaces, l'incidence sur nos comptes réglementaires de transport par suite de la décision du 16 août 2007 de la CEO sur le tarif de transport et l'incidence d'un règlement négocié à l'égard des impôts fonciers en 2006. L'incidence de ces augmentations a été compensée en partie par les répercussions d'une réduction prévue par la loi de nos impôts sur le capital et la réaffectation de ressources pour soutenir le programme d'immobilisations de transport de plus grande envergure de cette année.

Distribution

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires pour maintenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 89 millions de dollars, ou 19 %, par rapport à l'exercice précédent. Les besoins de notre programme de travaux qui se sont accrus de 65 millions de dollars résultent surtout de l'expansion planifiée de nos programmes de foresterie et d'entretien des lignes visant à accroître la fiabilité. De plus, nous avons connu une participation accrue de la clientèle à nos programmes de conservation et de gestion de la demande. Ces augmentations ont été compensées en partie par des réductions des dépenses engagées pour réparer les dommages causés par les tempêtes. Nos dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration ont aussi augmenté en raison des répercussions de la décision relative aux tarifs rendue par la CEO à l'exercice précédent, y compris la constatation du coût des prestations de retraite de notre entreprise de distribution qui avaient été précédemment reportés à titre d'actif réglementaire. Les coûts ont également augmenté par suite de la décision de la CEO rendue le 8 août 2007 sur l'instance combinée concernant les compteurs intelligents, en raison de la constatation des dépenses d'exploitation liées aux compteurs intelligents qui ont été engagées dans la période de 2005 à 2007 mais qui étaient auparavant reportées à titre d'actif réglementaire. Outre ces augmentations, nos autres dépenses de soutien ont augmenté de 24 millions de dollars en raison des ressources requises pour le programme d'entretien et de la mise en branle d'un important projet touchant les systèmes et processus d'affaires, facteur compensé en partie par les répercussions d'une réduction prévue par la loi de nos impôts sur le capital.

Amortissement

La dotation aux amortissements a augmenté de 6 millions de dollars, ou 1 %, pour s'établir à 521 millions de dollars pour l'exercice considéré. Cette augmentation s'explique essentiellement par la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu d'ajout d'immobilisations. Nous avons également connu une hausse de l'amortissement de nos actifs réglementaires par suite de la décision du 12 avril 2006 de la CEO relative aux tarifs de distribution qui est entrée en vigueur le 1er mai 2006. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par une baisse des coûts de retrait d'immobilisations corporelles attribuable aux dommages causés par les tempêtes qui ont été moins importants au cours de l'exercice, en regard de 2006.

Charges de financement

Les charges de financement demeurent inchangées à 295 millions de dollars en regard de l'exercice précédent. Nous avons connu un taux d'intérêt effectif moyen moins élevé sur l'encours de notre dette, lequel a été compensé par une baisse de l'intérêt capitalisé sur nos actifs réglementaires attribuable aux tarifs plus bas prescrits par la CEO et aux passifs réglementaires accrus.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) et au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous comptabilisons nos paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés au moyen de la méthode des impôts exigibles pour nos entreprises réglementées, tandis que nous utilisons la méthode axée sur le bilan pour calculer la provision pour impôts de nos entreprises non réglementées.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a augmenté de 26 millions de dollars, ou 15 %, pour s'établir à 205 millions de dollars en 2007 en regard de 2006. L'augmentation est surtout attribuable à la constatation, à l'exercice précédent, d'une économie d'impôts de 30 millions de dollars liée au recouvrement des paiements en remplacement des impôts des sociétés des exercices précédents, à des impôts exigibles sur les sommes du tarif de transport reçues au cours de l'exercice considéré mais non constatées au titre des produits à des fins comptables et à des écarts temporaires associés à certains comptes réglementaires. Ces augmentations ont été compensées en partie à l'exercice considéré par le bénéfice imposable moins élevé et d'autres écarts temporaires mineurs.

Bénéfice net

Le bénéfice net de 399 millions de dollars a été moins élevé de 56 millions de dollars, ou 12 %, comparativement aux résultats de 2006. Le bénéfice net pour l'exercice a subi l'incidence de la décision de la CEO rendue le 16 août 2007 sur le tarif de transport. Bien que la CEO ait approuvé tous nos besoins en matière de programmes de travaux pour 2007 et 2008, notre rendement des capitaux propres a reculé pour passer de 9,88 % à 8,35 % en date du 1er janvier 2007. Notre bénéfice net reflète également des besoins plus élevés pour l'exploitation et l'entretien en toute sécurité de nos réseaux de transport et de distribution, y compris des programmes améliorés de foresterie et d'entretien des postes de transport. Les décisions rendues par la CEO, y compris une décision de 2006 touchant le coût des prestations de retraite de notre entreprise de distribution, le règlement négocié à l'égard des impôts fonciers à l'exercice précédent et un taux d'imposition effectif plus élevé ont aussi eu une incidence sur notre bénéfice net. Ces incidences ont été contrebalancées en partie par une hausse des produits tirés de la distribution découlant des augmentations approuvées par la CEO de nos tarifs de distribution, ainsi que par l'augmentation des produits tirés des tarifs au sein de nos entreprises de transport et de distribution attribuable à des hausses de la demande de pointe et de la consommation d'énergie, ainsi qu'à l'élimination à l'exercice précédent du mécanisme de partage des bénéfices.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période du 31 mars 2006 au 31 décembre 2007. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les rajustements, consistant uniquement en rajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2007**				2006			
Trimestres terminés les	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits[1, 2]	**1 129**	**1 128**	**1 120**	**1 278**	1 142	1 165	1 078	1 160
Bénéfice net[1, 2]	**90**	**67**	**93**	**149**	101	103	99	152
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire[1, 2]	**85**	**63**	**88**	**145**	96	99	94	148

1 La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

2 En vertu de la décision du 16 août 2007 de la CEO concernant la demande relative aux tarifs de transport de Hydro One Networks qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, les produits reflètent une baisse des besoins de revenus fondée sur un taux de rendement approuvé de 8,35 %. Auparavant, le taux de rendement était de 9,88 %.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nos principales sources de financement et de liquidités sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement auprès des banques. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos ententes d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des utilisations des liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Activités d'exploitation	**1 141**	909
Activités de financement		
Dette à long terme émise	**700**	775
Dette à long terme remboursée	**(355)**	(589)
Billets à court terme à payer	**(60)**	60
Dividendes versés	**(325)**	(350)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 091)**	(823)
Autres activités de financement et d'investissement	**7**	(2)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**17**	(20)

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 232 millions de dollars pour s'établir à 1 141 millions de dollars en regard de 2006. Nos besoins en fonds de roulement ont été beaucoup moins élevés qu'à l'exercice précédent, surtout en raison de l'incidence du crédit de l'Ontario accordé aux clients admissibles à la GTR au début de l'exercice 2006, conformément à la réglementation. Le financement nécessaire à la remise du crédit a été obtenu de la SIERÉ au début de décembre 2005. Nos besoins en fonds de roulement ont également subi l'incidence de la baisse des prix de l'électricité facturés aux clients admissibles à la GTR en 2007 et les incidences de la décision relative aux tarifs de distribution rendue à l'exercice précédent par la CEO et de l'augmentation des créditeurs associés surtout à notre programme de dépenses en immobilisations.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie d'exploitation et de notre programme de papier commercial, en vertu duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 milliard de dollars de billets à court terme dont l'échéance ne dépasse pas 365 jours. Au 31 décembre 2007, nous n'avions aucun billet à court terme à payer en cours. Le programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie auprès d'un consortium bancaire. Le 28 janvier 2008, le plafond d'emprunt aux termes de cette facilité a été relevé, passant de 750 millions de dollars à 1 000 millions de dollars. L'échéance de la facilité est restée la même, soit le 10 août 2010. Les liquidités à court terme en vertu de ce programme et les flux de trésorerie des activités d'exploitation prévus devraient suffire à nos besoins d'exploitation normaux. Au 31 décembre 2007, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 5 615 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins d'un an. Le financement à long terme provient de notre accès aux marchés de la dette, principalement au moyen de notre programme de billets à moyen terme. Le 21 juin 2007, nous avons déposé un prospectus préalable de base de 2,5 milliards de dollars destiné à proroger notre programme de billets à moyen terme pour une période additionnelle de 25 mois. Nos billets et débentures arrivent à échéance entre 2008 et 2046. Nous comptons actuellement refinancer la dette arrivant à échéance principalement par l'intermédiaire de notre programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital des titres pouvant être émis en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars, dont le solde de 2 200 millions de dollars reste actuellement disponible jusqu'en juillet 2009.

Agence d'évaluation du crédit	Dette à court terme	Note Dette à long terme
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
Standard & Poor's Rating Services Inc.	A-1	A

Des clauses restrictives d'usage sont habituellement associées à la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette admissible en tant que pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. La convention de crédit relative à notre facilité de crédit de 750 millions de dollars ne comporte aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, la convention de crédit exige que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. La convention prévoit également que la dette ne peut dépasser 75 % du total de la structure du capital et que la dette émise par nos filiales ne peut dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Nous nous conformons à toutes ces clauses restrictives et limites.

Au cours de 2007, nous avons émis 700 millions de dollars de dette à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et avons remboursé 355 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. Par comparaison, au cours de 2006, nous avons émis 775 millions de dollars de dette dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et avons remboursé 589 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. En 2007, nous avons diminué le montant de nos billets à court terme de 60 millions de dollars comparativement à une augmentation de 60 millions de dollars en 2006.

En 2007, nous avons versé à la province des dividendes de 325 millions de dollars comprenant des dividendes sur actions ordinaires de 307 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. Au cours de la période correspondante, nous avions versé des dividendes sur actions ordinaires de 332 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2007, les dividendes au comptant par action ordinaire s'élevaient à 3 070 $, comparativement à 3 320 $ par action ordinaire en 2006. Les dividendes au comptant par action privilégiée se sont établis à 1 375 $ en 2007 et en 2006.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers intermédiaires sont habituellement déclarés et versés au cours du premier trimestre suivant.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement, représentant surtout les dépenses en immobilisations affectées à l'amélioration et au renforcement de nos réseaux de transport et de distribution dans l'intérêt public, se sont présentés comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars canadiens)*	**2007**	2006	Variation en $	Variation en %
Transport	**560**	402	158	39
Distribution	**511**	417	94	23
Divers	**20**	4	16	400
	1 091	823	268	33

Transport

Les dépenses en immobilisations de transport ont augmenté de 158 millions de dollars en 2007 pour s'établir à 560 millions de dollars, comparativement à 2006. Les dépenses visant à agrandir et à renforcer le réseau de transport se sont établies à 271 millions de dollars, soit 92 millions de dollars de plus qu'à l'exercice précédent. Cette hausse se rapporte surtout aux dépenses liées aux projets de mise en valeur des principales lignes de transport et des postes. Ces projets comprennent notre nouvelle interconnexion avec le Québec, qui améliorera l'accès à l'énergie hydroélectrique propre, notre connexion entre Essa et Stayner, qui améliorera la fiabilité d'approvisionnement de la région du sud de la baie Georgienne compte tenu des besoins croissants de nos clients, et l'achèvement de notre projet de câbles souterrains dans le centre-ville de Toronto. Les dépenses liées aux travaux de raccordement et de production d'énergie électrique ont également augmenté surtout à la suite des travaux de reconfiguration à notre poste de transformation Lambton et des travaux à nos postes de transformation London Talbot, Pleasant et Holland. L'incidence de ces dépenses liées à des projets a été en partie neutralisée par le quasi-achèvement de notre projet de renforcement de Niagara au dernier exercice. Cette connexion était pratiquement terminée l'an dernier, mais son achèvement continue d'être retardé en raison d'un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones et les différentes entités gouvernementales concernés. Nous achèverons ce projet lorsqu'il sera possible d'avoir accès au site.

Dépenses en immobilisations de transport de 2007

40 % Maintien

12 % Exploitation

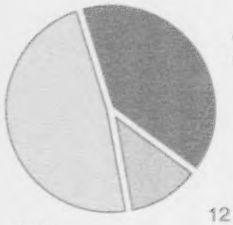
48 % Développement

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport actuel se sont établies à 221 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 31 millions de dollars en regard de 2006. Cette augmentation est liée principalement à la remise en état et au remplacement de lignes et de postes de transport parvenus à la fin de leur durée de vie utile, y compris des travaux à notre poste de transformation Claireville visant à améliorer la fiabilité actuelle et à répondre à la demande croissante, et des travaux de protection et de contrôle à notre poste d'interconnexion adjacent à la centrale nucléaire Pickering. Nos autres dépenses en immobilisations de transport se sont élevées à 68 millions de dollars en 2007, soit une augmentation de 35 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation résulte notamment d'une hausse des dépenses liées aux technologies de l'information se rapportant surtout à un important projet touchant les systèmes et les processus d'affaires.

Distribution

Les dépenses en immobilisations de distribution ont augmenté de 94 millions de dollars pour s'établir à 511 millions de dollars en 2007, comparativement à l'exercice précédent. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 245 millions de dollars, soit une augmentation de 78 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Cette augmentation reflète surtout nos investissements continus dans les compteurs intelligents. Au cours de l'exercice, nous avons installé environ 260 000 compteurs, dépassant notre objectif de 2007, qui était d'environ 240 000 compteurs, et portant le nombre total de compteurs installés à environ 288 000. Nous avons également connu une hausse des dépenses liées aux connexions de nouveaux abonnés et aux travaux planifiés touchant les lignes, compensée en partie par une légère baisse des dépenses liées aux compteurs de poste.

Dépenses en immobilisations de distribution de 2007



40 % Maintien

12 % Exploitation

48 % Développement

Les dépenses engagées pour maintenir le réseau à basse tension se sont établies à 204 millions de dollars, en baisse de 21 millions de dollars par rapport à 2006. Cette baisse découle principalement d'une réduction des dépenses liées aux tempêtes. En 2007, nous avons enregistré une baisse des dépenses en immobilisations d'environ 39 millions de dollars afin de remplacer les actifs et les composantes endommagés ou détruits par de violentes tempêtes. En 2006, la province a été frappée par un nombre inhabituel de violentes tempêtes, dont une série de tempêtes dévastatrices survenues au cours de l'été. Cette incidence a été neutralisée en partie par un nombre plus élevé que prévu de remplacements de lignes parvenues à la fin de leur vie utile. Nos

autres dépenses en immobilisations de distribution se sont établies à 62 millions de dollars en 2007, en hausse de 37 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable en partie à des dépenses plus élevées liées aux technologies de l'information, se rapportant surtout à un important projet touchant les systèmes et les processus d'affaires.

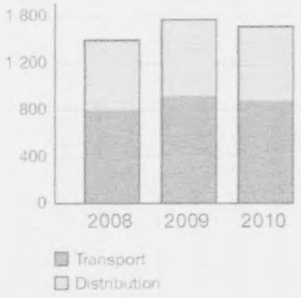
Divers

Les dépenses en immobilisations diverses effectuées en vue d'améliorer notre infrastructure de télécommunications ont augmenté de 16 millions de dollars pour s'établir à 20 millions de dollars en 2007. Cette hausse est surtout attribuable à la construction d'un réseau de fibres optiques réservé visant à fournir une connexité sécuritaire de grande capacité dans de nombreux établissements de soins de santé en Ontario.

Dépenses en immobilisations futures

Pour 2008, le budget de nos dépenses en immobilisations est fixé à environ 1,4 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de 2008 pour nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 800 millions de dollars et 600 millions de dollars. Comme l'indique le graphique ci-contre, les dépenses en immobilisations devraient dépasser 1,5 milliard de dollars en 2009 et en 2010, reflétant surtout la hausse des investissements nécessaires pour agrandir, remettre en état ou remplacer l'infrastructure de transport. Dans leur ensemble, les niveaux d'investissement traduisent les besoins en matière d'infrastructure de transport conformément à la politique du gouvernement, à l'information de planification de l'OEO, aux besoins d'approvisionnement régional, ainsi que les besoins en matière d'entretien préventif et correctif pour la gestion des actifs vieillissants. Ces investissements faciliteront un approvisionnement suffisant et fiable en électricité dans l'intérêt public. Ces niveaux d'investissement reflètent aussi le déploiement continu à grande échelle de compteurs intelligents au sein de nos entreprises de distribution qui a débuté en 2007. Le remplacement de systèmes de technologie de l'information critiques est aussi en cours. Le budget des dépenses en immobilisations de nos autres secteurs d'activité est fixé à environ 11 millions de dollars en 2008, environ la moitié du budget de 2007, car les travaux de mise en œuvre d'un réseau de fibres optiques spécialisé, entrepris en 2007, seront terminés en 2008.

Dépenses en immobilisations futures
(en millions de dollars CA)



Transport

Les dépenses en immobilisations de transport devraient être importantes pendant la période de 2008 à 2010, s'élevant à environ 2,5 milliards de dollars. Notre plan d'investissement répondra aux besoins de nouveaux projets de production d'électricité et de croissance de la charge dans des régions locales de la province. Le programme de transport continuera aussi d'être axé sur le maintien du rendement des actifs vieillissants grâce à des programmes d'entretien et de remise en état, ainsi que sur le remplacement des actifs arrivés à la fin de leur vie utile.

La principale question au centre du PIRÉ récemment déposé étant un échéancier de moyen à long terme, la justification du besoin de la plupart des investissements à court terme urgents les plus importants liés au transport se poursuivra dans le cadre des procédures d'autorisation de construction en vertu de l'article 92. Sont cités dans le PIRÉ comme des investissements de court à moyen terme : le projet visant à raccorder des installations nucléaires réaménagées et des installations éoliennes de la péninsule Bruce à notre poste de sectionnement Milton, d'autres projets d'approvisionnement régional et l'installation d'équipement à nos postes de transport existants. Des approbations environnementales et auprès de la CEO ont été sollicitées en vue de la construction de la ligne de 500 kV à partir de la péninsule Bruce pour laquelle du financement est compris dans le plan d'investissement jusqu'en 2011. Compte tenu des échéanciers pour les consultations avec les parties intéressées, les approbations et les travaux de construction, des mesures provisoires ont été mises en œuvre pour réduire au minimum l'incidence de la production devant être disponible en 2009. Ces mesures comprennent l'amélioration des systèmes de protection, l'installation de compensateurs voltampère réactifs statiques et de batteries de condensateurs shunt dans le sud-ouest de l'Ontario, et la mise à niveau de certains circuits de 230 kV.

D'autres projets prévus dans le plan d'investissement du réseau de transport comprennent : des agrandissements du réseau dans le nord-est de l'Ontario pour permettre la production d'électricité sur la rivière Mattagami; le renforcement du réseau de transport dans la région du Grand Toronto, le sud de la Baie Georgienne, à Woodstock et à Windsor; et l'interconnexion entre l'Ontario et le Québec. La construction de la troisième source d'approvisionnement pour Toronto dépend de l'approbation du PIRÉ par la CEO et de l'établissement par l'OEO de la date butoir. Ce projet, pour lequel le financement est inclus dans le plan, s'étend au-delà de la période de planification actuelle. Ce projet est nécessaire à l'atténuation des risques liés au fait de ne pouvoir compter que sur deux principaux corridors d'approvisionnement de la Ville de Toronto et, à ce titre, au maintien d'un approvisionnement fiable en électricité.

Au niveau local, nous continuons de traiter de façon proactive les besoins en approvisionnement de notre clientèle, de manière à répondre à l'augmentation de la charge. En ce qui a trait aux projets devant fournir un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des entreprises de distribution locale visées à titre de partenaires dans des études de planification conjointes et dans le cadre des processus de consultation et d'approbation demeurent essentiels. Parmi les projets en cours de construction pour répondre aux besoins grandissants de notre clientèle, citons de nouveaux postes de transformation desservant le Essex County et le Simcoe County, et des travaux d'agrandissement des postes de transformation desservant Brampton, Kingston, la région de York et Red Lake. En ce qui concerne les besoins futurs locaux, nous sommes en pourparlers avec des clients en vue de la mise en œuvre d'importants travaux d'agrandissement du réseau de transport ou de la construction de nouveaux postes de transformation et, le cas échéant, de raccordements de lignes dans des villes comme Woodstock, Mississauga, Oshawa et Brampton. Des investissements ciblés sur la performance au point de livraison de la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV devraient accroître la fiabilité des installations.

Le plan d'investissement comprend en outre des dépenses accrues au titre du programme de gestion du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante afin d'assurer un approvisionnement fiable continu en électricité aux clients dans toute la province. Grâce à des programmes de remplacement ciblés pour des composantes comme l'appareillage de connexion isolé au gaz naturel, des disjoncteurs à air et des autotransformateurs de 750 MVA, nous prévoyons une amélioration de la performance, ce qui devrait réduire les risques liés à l'intégrité du réseau.

Le calendrier de bon nombre de projets de développement est incertain parce qu'ils dépendent de l'approbation finale du PIRÉ et, dans certains cas, nécessitent des approbations de divers organismes de réglementation, ainsi que des négociations et des consultations avec la clientèle, les services publics de la région et d'autres intéressés. Nous n'entreprendrons pas d'importantes dépenses en immobilisations sans l'assurance raisonnable que nous serons en mesure de les recouvrer au moyen de nos tarifs.

Distribution

Les dépenses en immobilisations pour la période de 2008 à 2010 sont estimées à environ 2 milliards de dollars, y compris le programme d'installation de compteurs intelligents et les programmes de développement principal et de maintien. Avec quelque 1,3 million de clients dans notre territoire de service, nous prévoyons installer environ 1 million de compteurs de plus dans le cadre du programme. Conformément à la politique gouvernementale, toutes les résidences et petites entreprises recevront un compteur intelligent d'ici 2010. À la demande de la province, nous reverrons notre plan de mise en œuvre et les coûts connexes pour la période de 2008 à 2010. Le réseau intelligent est une initiative qui tirerait parti de l'infrastructure des compteurs intelligents pour permettre une fonctionnalité sur tout notre territoire rural. On étudie actuellement la validité de ce projet pilote qui fera l'objet d'un examen plus poussé si ses avantages étaient confirmés.

Notre travail sera principalement axé sur les programmes de gestion de la demande comme les nouveaux raccordements, les appels de service et les dommages causés par les tempêtes, ainsi que le renforcement de la capacité du réseau. Le plan d'investissement de distribution comprend également des dépenses pour des programmes visant à préserver la performance de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Ces dépenses comprennent la hausse des remplacements des poteaux en bois, le sectionnement d'artères et la gestion des défaillances, sans compter les activités améliorées d'entretien et de dégagement des lignes. Compte tenu des initiatives visant à promouvoir les technologies d'énergie renouvelable, nous connaissons une intensification des travaux de raccordement au réseau de distribution. Des études d'impact des travaux de raccordement sont menées afin de déterminer la faisabilité des projets. Selon les règles de la CEO, le producteur paiera des frais de raccordement autres que les mises à niveau du réseau de distribution qui profitent également aux autres clients. Rien n'est prévu dans le plan pour les modifications importantes au réseau de distribution afin de répondre à cette croissance de la nouvelle production.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants :

Aux 31 décembre 2007 (en millions de dollars canadiens)	Total	2008	2009–2010	2011–2012	Après 2012
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)* :					
Dette à long terme – remboursements de capital	5 615	540	800	850	3 425
Dette à long terme – paiements d'intérêts	5 211	307	554	488	3 862
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[1]	396	100	190	106	–
Engagements en vertu de contrats de location-exploitation	16	6	7	2	1
Total des obligations contractuelles[5]	11 238	953	1 551	1 446	7 288
Autres engagements commerciaux *(par année d'échéance)* :					
Ligne de crédit bancaire[2]	750	–	750	–	–
Lettres de crédit[3]	99	99	–	–	–
Garanties[3]	325	325	–	–	–
Régime de retraite[4]	196	94	102	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 370	518	852	–	–

1 Le 1er mars 2002, Inergi LP a commencé à nous fournir divers services en vertu d'une entente de dix ans, dont des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services touchant les finances et les ressources humaines.

2 Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 750 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire qui arrive à échéance en août 2010. Le 28 janvier 2008, cette facilité a été augmentée à 1 000 millions de dollars.

3 Nous avons émis des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 95 millions de dollars relativement à des ententes sur la rémunération de retraite. Nous avons aussi offert des sûretés à la SIERÉ au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché de la SIERÉ, moyennant des garanties de la société mère jusqu'à concurrence d'un montant maximal de 325 millions de dollars. Le montant maximal des garanties de la société mère a été augmenté en novembre 2007 pour s'établir à 325 millions de dollars en raison de prévisions d'achat d'électricité et de la modification aux tarifs de transport apportée le 1er novembre 2007. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins de soutien de prudence, les lettres de crédit bancaires offertes devront être à nouveau émises advenant une détérioration de la note de solvabilité à long terme en deçà de la catégorie « Aa ». Le reste des montants inclus dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation et à des garanties.

4 Les cotisations à la caisse de retraite sont effectuées un mois à terme échu. Les cotisations de 2008 sont fondées sur une évaluation actuarielle soumise en septembre 2007 et en vigueur le 31 décembre 2006. Nos cotisations annuelles au régime de retraite pour les exercices 2008 et 2009 seront d'environ 94 millions de dollars. Les cotisations après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle en vigueur le 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les cotisations après 2009 ne peuvent être prévues en ce moment.

5 De plus, la société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de biens ou services à l'appui de nos programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme importante et la plupart d'entre elles donneront lieu à des paiements par la société d'ici au 31 décembre 2008.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste de la dette à long terme – remboursements de capital ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. L'intérêt associé à cette dette est comptabilisé dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes de dépenses en immobilisations. Les paiements à l'égard des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi LP sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration dans notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations.

Opérations entre parties liées

Les opérations entre parties liées sont principalement composées de nos produits tirés du transport et de nos achats d'électricité auprès de la SIERÉ, qui est une partie liée de par son statut d'agence de notre actionnaire. Les variations d'un exercice à l'autre de ces montants sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achats d'électricité. D'autres opérations importantes entre parties liées comprennent nos dividendes qui sont versés à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIÉO.

Gestion du risque et facteurs de risque

Nous comptons un programme de gestion du risque d'entreprise qui vise l'équilibre entre les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les aligner sur nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration a reçu le mandat d'examiner annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. Notre présidente et chef de la direction a la responsabilité ultime de la gestion du risque. Notre équipe de direction, relevant directement de la présidente et chef de la direction, surveille pour la haute direction le risque que court la société. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre chef des finances, d'assurer que le programme de gestion du risque fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle du risque et élaborer une stratégie d'atténuation du risque.

Notre chef du risque appuie le comité de vérification et des finances, la présidente et chef de la direction et la chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur le risque, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il soutient les cadres hiérarchiques et fonctionnels dans l'accomplissement de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer les examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et des systèmes de gestion du risque.

Propriété de la province

La province possède la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, la province a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut donc influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Nous avons conclu avec la province une convention des actionnaires relative à certains aspects de la gouvernance de notre société.

Des conflits d'intérêts peuvent survenir en raison de l'obligation de la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grande nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et les questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'Ontario Power Generation Inc. (OPG) et le calcul du montant des dividendes ou des paiements en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province selon des modalités que nous jugerions satisfaisantes.

Risque lié aux projets de transport

D'importants investissements ont été faits pour accroître la capacité de transport et permettre la livraison fiable d'électricité à partir de sources de production existantes et de sources futures aux consommateurs ontariens. Dans bien des cas, ces investissements dépendent de l'obtention d'une ou plusieurs approbations. Il peut s'agir d'approbations en vertu de l'article 92 ou d'approbations d'expropriation ou environnementales, ou encore de consultations et même d'accommodements avec les Premières nations portant sur des terres ancestrales ou des revendications territoriales. L'opposition du public peut également nuire à notre capacité d'effectuer ces investissements. Notre incapacité à réaliser ces investissements pourrait nuire à la fiabilité de notre réseau de transport et à la qualité de notre service.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

Plus de 20 % de nos employés seront admissibles à la retraite d'ici la fin de 2008. Nous prévoyons que le marché de la main-d'œuvre qualifiée pour notre secteur d'activité sera très concurrentiel dans les années à venir. Par conséquent, nous devons continuer à promouvoir nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer que nos besoins futurs en personnel opérationnel seront comblés. Notre incapacité à attirer du personnel qualifié et à le maintenir en poste pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes soumis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant la possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service en temps opportun et de réaliser le taux de rendement approuvé.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge électrique et de consommation. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos besoins de revenus actuels pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative du succès des programmes de conservation et de gestion de la demande (CGD). Les exigences actuelles des programmes de CGD prévoient une réduction de 5 % de la demande de pointe d'électricité prévue en Ontario d'ici 2010. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins de revenus au moment de l'approbation par la CEO. Nous courons le risque que nos revenus diminuent si nous dépassions ces cibles. La CEO a reconnu le besoin de compenser les entreprises de services publics pour toute perte de revenus découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de revenus lié à d'autres facteurs. Par exemple, les révisions du code des réseaux de transport de la CEO ont donné à certains clients le droit de bouder certaines de nos installations de transformation en construisant leurs propres actifs sous certaines conditions.

À titre de transporteur, nous prévoyons effectuer des investissements importants au cours des prochaines années dans des projets d'infrastructures de transport de grande envergure et établir la connexion entre la charge d'un nouveau tiers et les actifs de production. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs. Il existe également un risque que la CEO ne nous permette pas de recouvrer la totalité de ces investissements. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable des dépenses en immobilisations requises.

La province a adopté des règlements autorisant nos filiales, à titre de distributeurs, à installer des compteurs intelligents. Nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton peuvent actuellement recouvrer, à même leurs tarifs, respectivement 93 cents et 67 cents par mois seulement sur les dépenses connexes de chaque compteur installé. Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts pourrait entraîner une dépréciation et une passation en charges.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer que leur bon fonctionnement garantit à nos clients la fiabilité du transport et la qualité du service. Les programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse pour maintenir le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. Toutefois, la mise en œuvre de ces programmes dépend de facteurs externes, y compris les possibilités limitées de mise hors service de ces équipements, en raison des contraintes d'interruption de service définies par la SIERÉ, et des délais de plus en plus longs de mise en production du matériel et des équipements du fait de l'accroissement de la demande mondiale et de la capacité de production limitée des fournisseurs. Par conséquent, les travaux d'entretien ou le remplacement requis pourraient être reportés, ce qui pourrait avoir une incidence sur la fiabilité du transport.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles et d'événements désastreux. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos actifs situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution. Les pertes de revenus, les coûts des réparations, les dommages causés et les réclamations de tiers pourraient être importants. Dans l'éventualité d'une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait une telle demande.

Risque lié au transfert d'actifs situés sur des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIÉO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, nous avons été tenus de gérer ces actifs jusqu'à ce que nous ayons obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en notre faveur. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous prévoyons devoir verser plus que le montant d'environ 900 000 $ par année que nous versons actuellement à ces bandes et organisations autochtones. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIÉO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits ou les remplacer à un coût qui pourrait être élevé. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative importante sur nos résultats d'exploitation si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié aux relations de travail

La grande majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (PWU) ou la Society of Energy Professionals. Les conventions collectives actuelles du PWU arrivant à échéance le 31 mars 2008, les négociations collectives ont commencé en janvier 2008. La convention collective de la Society of Energy Professionals a été renouvelée récemment et expire maintenant le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. En cas de conflit de travail, nous pourrions courir un certain risque lié à l'exploitation quant au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés.

Risque environnemental

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale élaborée et, en cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et de nos centres de service. Nous courons aussi un risque lié à l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et au renouvellement des approbations et permis existants liés à la construction ou à l'exploitation des installations, ce qui pourrait entraîner des évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, lesquelles pourraient se traduire par des retards et des augmentations de coûts.

Des modifications futures apportées à la réglementation environnementale pourraient entraîner des changements importants à notre estimation des dépenses futures liées à l'achèvement de ce travail. Le 4 novembre 2006, Environnement Canada a publié de nouveaux projets de règlements régissant la gestion des diphényles polychlorés (BCP). Ces projets de règlement pourraient être finalisés en 2008. Nous avons estimé que les dépenses autres qu'en immobilisations nécessaires à la conformité à ces projets de règlement se situent entre 250 millions de dollars et 375 millions de dollars, montants qui excèdent ceux que nous avons déjà comptabilisés à titre de passifs environnementaux dans notre bilan. Si nécessaire, la plupart de ces dépenses additionnelles seront engagées entre 2013 et 2025. Aucune obligation n'a été comptabilisée dans les états financiers à l'égard

de ces dépenses accrues en raison de l'incertitude continue relative à l'échéancier et au contenu de ces règlements finaux. Quoi qu'il en soit, les dépenses environnementales futures réelles peuvent différer considérablement des estimations servant au calcul des passifs environnementaux inscrits dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

Les scientifiques et les experts en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et de facturation, et les systèmes d'affaires servant à la collecte de données et à la production en temps opportun d'information précise. Nous effectuons actuellement la transition de la plupart de nos processus financiers et d'affaires à un système d'information de gestion et d'information financière intégré qui améliorera la productivité grâce à l'adoption de processus d'affaires uniformes plus efficaces. La conversion de ces systèmes et de ces processus pourrait nous exposer à des risques, y compris les risques liés au maintien des contrôles internes pendant la mise en œuvre des nouveaux systèmes et pendant le transfert des données et des processus d'affaires. Une défaillance de ces systèmes pourrait avoir une incidence négative importante sur notre société.

Risque lié aux conventions d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons conclu une convention d'impartition de services avec Inergi en 2002. Si cette convention prenait fin pour une raison ou pour une autre, nous pourrions être tenus d'engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions imparties, ce qui pourrait avoir une incidence négative importante sur nos résultats d'exploitation.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Bien que nous détenions le droit accordé par la loi d'utiliser les corridors de transport détenus par la province, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles déposées auprès de la *Financial Services Commission of Ontario* trois fois par année. L'évaluation la plus récente établie en date du 31 décembre 2006 a été déposée en septembre 2007. Les cotisations annuelles au régime de retraite pour la période de trois ans allant de 2007 à 2009 sont d'environ 94 millions de dollars par année. La prochaine évaluation sera établie en date du 31 décembre 2009. Avec prise d'effet le 1er janvier 2010, les cotisations qui doivent être versées dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations et des modifications apportées aux hypothèses actuarielles. Les cotisations après 2009 ne peuvent être prévues en ce moment. Le recouvrement des coûts du régime de retraite est assujetti à une approbation par la CEO. Le fait de ne pas obtenir l'approbation de la CEO pourrait nuire à nos résultats d'exploitation.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons emprunter pour rembourser notre dette existante et financer nos dépenses en immobilisations. Une tranche importante de notre dette existante vient à échéance entre 2008 et 2011. Nous prévoyons aussi engager des dépenses en immobilisations totalisant environ 3 milliards de dollars en 2008 et 2009. Les flux de trésorerie d'exploitation ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant à coût raisonnable pourrait subir l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris l'environnement réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les notes de crédit attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché se rapporte essentiellement au risque de perte résultant des variations des prix, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix et notre risque de change est actuellement négligeable, bien qu'il soit possible que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir. Nous sommes exposés à des fluctuations des taux d'intérêt étant donné que notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur les prévisions de rendement des obligations à long terme du Canada. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada utilisé pour établir notre taux de rendement réduirait les résultats d'exploitation de notre entreprise de transport d'environ 20 millions de dollars et les résultats d'exploitation de notre entreprise de distribution d'environ 13 millions de dollars. Nos résultats d'exploitation subissent l'incidence négative des taux d'intérêt en hausse, notre dette à long terme arrivant à échéance étant refinancée aux taux du marché. Nous utilisons périodiquement des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt. Nous estimons qu'une augmentation de 1 % des taux d'intérêt sur le refinancement de la dette à long terme échéant en 2008 et en 2009 réduirait nos résultats d'exploitation respectivement d'environ 1 million de dollars et 4 millions de dollars.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit, puisque la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de minimiser le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée, en limitant le degré d'exposition total à des contreparties individuelles et en concluant des ententes cadres permettant un règlement au net. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, aucune concentration importante de risque de crédit à l'égard d'une catégorie d'actifs financiers n'a été relevée. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et d'entreprises de distribution locale intégrées aux fins de revente à leurs clients. Les concentrations de risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés dans nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO.

Estimations comptables critiques

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, des produits et des charges et les informations correspondantes sur les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous croyons raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base pour la formulation des jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements en fonction des hypothèses ou de la conjoncture.

Nous pensons que les estimations comptables critiques suivantes comportent les estimations et les jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers :

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2007, les actifs réglementaires s'élevaient à 213 millions de dollars et avaient surtout trait au compte de report d'actif réglementaire (le CRAR), aux avantages complémentaires de retraite et aux coûts environnementaux. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 583 millions de dollars au 31 décembre 2007. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite, au CRAR, aux frais d'exportation et de transit et au compte d'écarts liés au règlement de détail. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière seulement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent ou si la prescription future par la CEO est jugée probable. La plupart de nos comptes d'actifs réglementaires ont déjà été examinés par la CEO et jugés recouvrables ou remboursables.

Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclura un actif ou un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, l'actif ou le passif réglementaire en question sera constaté dans les résultats d'exploitation de la période visée par ce jugement.

Passifs environnementaux

Nous comptabilisons les passifs et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives engagées pour régler les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des BPC et des huiles minérales, et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût actuel des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour traduire les coûts actuels estimatifs en dépenses estimatives futures. Ces dépenses futures sont actualisées au moyen d'un taux d'actualisation allant de 2,9 % à 6,25 %. La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de sites contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, et du nombre et du niveau de contamination d'actifs aux BPC. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume des actifs contaminés, les estimations actuelles des coûts, les hypothèses relatives à l'inflation et les flux de trésorerie annuels supposés diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux employés actuels et aux retraités comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où l'employeur verse ses cotisations à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations au régime de retraite s'élèvent à environ 94 millions de dollars par année pour la période allant de 2007 à 2009. Les cotisations versées après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, de 6,75 % par année, est fondé sur les prévisions actuelles à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse a été modifiée de manière à prévoir une tranche de 62 % détenue dans des titres de participation, une tranche de 33 % détenue dans des titres à revenu fixe et une tranche de 5 % détenue sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et de fonds d'actions de sociétés fermées. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité accrue du rendement des placements en actions est contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur qu'il ne l'aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. En 2007, le rendement de l'actif du régime de retraite a été inférieur à l'hypothèse à long terme utilisée.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations constituées est déterminé à la fin de chaque exercice d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées AA dont les échéances tiennent compte de la durée du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2007, les taux d'actualisation ont été augmentés de 0,25 % par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2006, parallèlement à des augmentations du rendement des obligations au cours de cette période. L'augmentation des taux d'actualisation a entraîné une diminution correspondante du passif.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'inflation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 12 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs et à un accroissement de l'obligation de fin d'exercice d'environ 167 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles au cours des exercices futurs.

Écart d'acquisition

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses à l'égard des flux de trésorerie futurs estimatifs et d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une charge pour baisse de valeur liée à l'écart d'acquisition. Un test de dépréciation de l'écart d'acquisition a été effectué au cours de 2007 et nous avons déterminé que l'écart d'acquisition n'avait subi aucune perte de valeur.

Nouvelles prises de position comptables

Transition vers les normes internationales d'information financière (IFRS)

Le Conseil des normes comptables du Canada (le CNC) a ratifié un nouveau plan stratégique pour la période allant de 2006 à 2011 qui prévoit la conversion des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada aux normes IFRS au cours d'une période transitoire de cinq ans. Le CNC décidera en mars 2008 si la mise en œuvre se fera selon l'échéancier prévu. Selon toute attente, la décision d'adopter les IFRS sera maintenue à moins d'événement imprévu. Le CNC a adopté un plan de mise en œuvre et recommande aux sociétés d'être en position de communiquer leur plan de mise en œuvre pour la conversion aux IFRS dans leur rapport de gestion de 2008. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières formuleront les obligations d'information concernant le rapport de gestion que les entreprises devront intégrer à leur plan de conversion aux IFRS. Nous avons commencé à élaborer notre plan de transition vers les IFRS en 2006 et prévoyons que les travaux de conversion débuteront en 2008.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En 2007, le CNC a publié un exposé-sondage dans lequel il proposait le retrait de toute référence à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). En août 2007, le CNC a décidé de supprimer une exemption temporaire du chapitre 1100 du *Manuel de l'ICCA*, de conserver les références existantes à la comptabilité propre aux entreprises à tarifs réglementés, d'exiger la constatation des passifs et des actifs d'impôts futurs de même que d'un actif (ou d'un passif) réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs, et de conserver les exigences existantes concernant la communication des incidences de la réglementation des tarifs.

Les nouvelles règles s'appliqueront prospectivement aux états financiers intermédiaires et annuels pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2009, et les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés devront être comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Ces montants sont actuellement comptabilisés selon la méthode de la comptabilité de caisse, conformément à la directive de la CEO relative à l'établissement des tarifs. À compter du premier trimestre de 2009, la directive de la CEO aura une incidence sur la comptabilisation des actifs ou des passifs réglementaires mais n'aura aucun effet sur les résultats d'exploitation.

Stocks

Le CNC a publié un nouveau chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA*, « Stocks », qui prend effet pour notre société au premier trimestre de 2008. Les recommandations s'appliquent à nos stocks de matériaux et de fournitures et nécessitent que les pièces de rechange importantes soient classées comme des immobilisations corporelles à usage futur plutôt que comme des stocks. Nous prévoyons transférer une partie importante de la valeur comptable des matériaux et des fournitures inscrite au bilan aux immobilisations corporelles. De plus, conformément au nouveau chapitre du *Manuel*, la reprise des dépréciations comptabilisées au cours de périodes antérieures sera autorisée pour les stocks qui ont subi une dépréciation et qui auront recouvré leur valeur de réalisation nette.

Contrôles de communication de l'information financière et contrôles internes à l'égard de l'information financière

À titre d'émetteur assujetti, notre société doit se conformer au Règlement 52-109 (le Règlement) de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario à l'égard des contrôles internes et des attestations connexes, souvent désigné sous le nom de projet de loi 198. Au cours des exercices 2005 et 2006, nous avons documenté tous nos processus, risques et contrôles, et avons effectué tous les contrôles par sondages requis aux fins des attestations annuelles requises. À compter de nos états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, nous avons attesté que nos contrôles et procédés de communication de l'information fournissent l'assurance raisonnable que toutes les informations jugées nécessaires à une présentation appropriée ont été saisies et transmises à la direction en temps opportun. À compter de nos états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, nous avons attesté la conception de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière.

En 2007, nous avons mis l'accent sur le maintien continu de notre environnement de contrôle, y compris la communication, l'évaluation et les améliorations nécessaires pour appuyer les attestations de notre présidente et chef de la direction et de notre chef des finances (les dirigeantes responsables de l'attestation). Nous avons également élaboré un programme complet en vue de tester l'efficacité du fonctionnement de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière.

Conformément aux exigences du Règlement, nos dirigeantes responsables de l'attestation ont révisé et attesté les états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, de même que les autres informations financières incluses dans nos documents annuels déposés auprès des autorités en matière de valeurs mobilières. Nos dirigeantes responsables de l'attestation ont aussi attesté que des contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus afin de fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes ayant trait à notre société sont communiquées au sein de notre société et qu'ils ont fonctionné de façon efficace au cours de la période. De plus, nos dirigeantes responsables de l'attestation ont aussi attesté que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière et la préparation des états financiers à des fins externes dressés selon les PCGR sont fiables.

Principales informations financières annuelles

Le tableau suivant présente l'information annuelle vérifiée pour les trois exercices terminés les 31 décembre 2005, 2006 et 2007. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés annuels vérifiés.

État des résultats consolidé

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2007**	2006	2005
Produits[1]	**4 655**	4 545	4 416
Bénéfice net[1]	**399**	455	483
Résultat de base et entièrement dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	**3,809**	4,366	4,652

Bilan consolidé

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les dividendes au comptant par action)	**2007**	2006	2005
Total de l'actif[2]	**12 790**	12 210	11 798
Total de la dette à long terme[3]	**5 603**	5 243	5 032
Dividendes au comptant par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	**3,070**	3,320	2,730
Dividendes au comptant par action privilégiée *(en dollars canadiens)*	**1,375**	1,375	1,375

1 En vertu de la décision du 16 août 2007 de la CEO concernant la demande relative aux tarifs de transport de Hydro One Networks qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, les produits prennent en compte une baisse des besoins de revenus fondée sur un taux de rendement approuvé de 8,35 %. Le taux de rendement antérieur était de 9,88 %.

2 Le total de l'actif en 2006 et 2005 tient compte du reclassement des charges de financement reportées effectué en 2007, de manière rétrospective.

3 Les pertes non amorties découlant du règlement de contrats de swaps ont été reclassées dans les autres éléments du résultat étendu en date du 1er janvier 2007, sans reclassement des exercices antérieurs.

Perspectives

Afin de relever le défi présenté par le désir d'être la meilleure société de transport et de distribution en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos stratégies prioritaires en ce qui a trait au respect de la confiance du public, à la sécurité, à notre clientèle, à la fiabilité du réseau, à la gestion financière et à nos employés. Des améliorations importantes ont été apportées afin d'atteindre nos objectifs à l'égard de la satisfaction de la clientèle et de la sécurité, tout en préservant notre profil financier et notre performance au chapitre de la fiabilité. Notre engagement sans cesse renouvelé envers les Ontariens nous a valu la reconnaissance du Edison Electric Institute (EEI) et du magazine *Corporate Knights*. Au début de l'exercice, l'EEI nous a décerné le prix « Emergency Recovery Award » en reconnaissance de nos efforts exceptionnels pour rétablir l'approvisionnement en électricité par suite de ces tempêtes en 2006. C'était la première fois que ce prix prestigieux était remporté par une entreprise de services publics à l'extérieur des États-Unis. Le magazine *Corporate Knights* nous a classés parmi les 50 meilleures sociétés socialement responsables du Canada, sur la base des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance. Notre programme de CGD et notre leadership en matière de projets liés aux compteurs intelligents ont été les facteurs clés qui nous ont permis de nous classer au troisième rang du secteur des services publics. Le magazine nous a également accordé la palme de la meilleure société de services publics du Canada en ce qui a trait à la diversité et nous a attribué le cinquième rang, toutes sociétés confondues, du palmarès, pour la composition de notre conseil d'administration, de notre groupe de cadres supérieurs ainsi que pour nos pratiques et nos politiques en matière de diversité. En outre, Hydro One a reçu le *Utility Planning Networks Metering Award 2007* dans la catégorie *Automated Meter Reading (AMR) Initiative – North American Municipal or Cooperative*, devançant les nombreux inscrits de tous les coins de la planète.

Conformément à notre engagement continu envers l'intérêt public et les politiques de la province en matière d'énergie, nous planifions des investissements importants dans l'infrastructure de transport et l'entretien proactif continu de nos actifs afin d'assurer la fiabilité des réseaux d'électricité. Notre programme d'investissements dans le réseau de transport permet l'atteinte des objectifs de la province en matière d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire, facilite la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables, favorise l'efficacité des réseaux et le bon fonctionnement de l'équipement, répond aux besoins en matière de qualité du service à la clientèle et améliore l'intégration du nouvel approvisionnement.

Dans sa décision relative aux tarifs de transport publiée le 16 août 2007, la CEO a approuvé la totalité des programmes de travaux d'exploitation, d'entretien et d'administration et d'ajout d'immobilisations que nous avons présentés en 2007 et 2008, confiante que nous avons la capacité et l'expertise requises pour évaluer adéquatement les travaux requis pour « le maintien d'un réseau de transport robuste, sécuritaire et fiable ». Cependant, la décision n'était pas en notre faveur en ce qui a trait à d'autres questions, notamment le rendement des capitaux propres approuvé. Nous avons l'intention de déposer une demande pour les tarifs de transport de 2009 et de 2010. Ces tarifs, s'ils sont approuvés, devraient nous procurer les fonds nécessaires pour effectuer l'entretien et répondre aux besoins d'infrastructure du réseau de transport dans l'intérêt public.

Notre plan d'investissement ne comprend pas les sommes nécessaires pour des investissements à grande échelle, comme le réseau de transport est-ouest ou les éventuels projets de transport à long terme décrits dans le PIRÉ. Pour certains projets à long terme visant des lignes de raccordement et la fiabilité de l'approvisionnement local, le PIRÉ recommande que les travaux de développement (étude préliminaire, estimation des coûts, évaluation des options, évaluation environnementale et approbations selon l'article 92, selon le cas) commencent dès que le PIRÉ est approuvé par la CEO. Ainsi, afin d'accélérer les travaux de construction, nous serions prêts à entreprendre ces projets dès que l'OEO en aura confirmé la date butoir, et une fois que nous pourrons nous attendre, de manière raisonnable, à recouvrer les coûts au moyen des tarifs. Pour certains projets comme le raccordement au réseau de transport pour la production d'électricité dans la région de Nipigon, le PIRÉ recommande que les travaux de développement commencent en 2008. Il est prévu que la décision finale d'entreprendre les projets d'envergure à plus long terme, comme les nouvelles lignes de transport à haute tension allant du nord au sud, sera rendue lorsque le prochain PIRÉ sera prêt, soit dans environ trois ans.

La décision relative aux tarifs de distribution pour 2006 nous a fourni une base de financement sur laquelle nous appuyer. La demande liée au coût de service pour 2008 s'applique à la mise en œuvre de notre programme d'installation de compteurs intelligents et majore les programmes de maintien permettant d'améliorer la fiabilité et le service à la clientèle. En 2007, la décision de la CEO a confirmé la possibilité de recouvrer les dépenses relatives à la fonctionnalité minimale des compteurs intelligents, réduisant ainsi l'incertitude liée au recouvrement dans le cadre de ce programme. Les dépenses relatives aux compteurs intelligents qui dépassent la fonctionnalité minimale seront examinées dans le cadre de l'audience sur le coût de service pour 2008. Étant donné l'ampleur et la nature unique du programme d'installation de compteurs intelligents, le recouvrement des dépenses sera au centre des préoccupations. En outre, le plan d'investissement relatif à la distribution ne prévoit pas la mise en œuvre d'un réseau intelligent, ce qui permettrait de mettre la technologie des compteurs intelligents davantage à profit en favorisant les mesures de productivité internes au moyen d'un réseau à large bande sans fil.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. En octobre 2006, le gouvernement a annoncé que le transport d'électricité serait exonéré d'impôt pendant deux ans. Nous examinerons les occasions d'acquisitions ou de cessions et les saisirons, sur une base volontaire et commerciale, lorsqu'elles sont conformes à notre stratégie et aux directives de notre actionnaire. Le plan d'investissement ne comprend aucun financement d'acquisitions ou de cessions d'EDL.

Les principaux outils pour la réussite de la mise en œuvre du programme de travaux sont nos stratégies en matière de ressourcement humain et matériel. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, en partenariat avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et la fidélisation. Le nombre considérable de départs à la retraite prévus et l'augmentation des volumes de travail donneront lieu à l'embauche d'un nombre sans précédent de nouvelles recrues à court terme. En ce qui a trait aux matériaux, nous constatons une augmentation des délais de production et des coûts avec les pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, nous élaborons des stratégies d'approvisionnement et les mettons en œuvre afin d'assurer la disponibilité des matériaux requis pour notre programme de travaux.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous ne prévoyons aucune modification à notre rôle au sein de l'industrie et pensons que notre rendement financier nous permettra de maintenir notre qualité de crédit. En novembre 2007, le comité chargé d'examiner les sociétés d'électricité a publié la seconde phase de son rapport sur les sociétés d'électricité détenues par la province d'Ontario. Le rapport confirmait que, dans l'ensemble, le secteur ontarien de l'électricité et les sociétés provinciales qui en font partie fonctionnent raisonnablement bien. Nous ne prévoyons aucun changement structurel à notre société.

Énoncés et autres renseignements prospectifs

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent rapport de gestion, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du marché dans lequel cette dernière exerce ses activités et elles incluent des estimations et des hypothèses de la direction de notre société. Ces énoncés portent notamment sur notre stratégie; le PIRÉ et les projets qui en découlent; nos compteurs intelligents, y compris leurs coûts, le recouvrement de leurs coûts et les plans d'installation et de mise en œuvre; les attentes concernant le calendrier, le contenu et les incidences des demandes et des décisions futures concernant nos entreprises de transport et de distribution; les résultats anticipés sur nos processus d'affaires et notre productivité par suite de notre projet sur les systèmes et processus d'affaires; l'incidence prévue des programmes de CGD; la fiabilité de nos réseaux de distribution et de transport; les attentes touchant la croissance de la charge et la nouvelle production; les attentes concernant l'évolution du régime juridique et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux modifications apportées aux codes, aux permis, aux tarifs, aux ordonnances tarifaires, au recouvrement des dépenses, aux taux de rendement, aux structures tarifaires et aux besoins de revenus, tant à l'égard de notre entreprise de transport qu'à l'égard de notre entreprise de distribution, et aux délais dans l'obtention des décisions par la CEO; les dépenses en immobilisations futures et nos plans d'investissement; les prévisions concernant les résultats de nos projets en cours et prévus; les attentes concernant notre stratégie en vue d'acquisitions ou de cessions d'actifs de distribution; les attentes concernant les cotisations de retraite future; les attentes quant aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre; les attentes quant aux dépenses environnementales et à d'autres questions environnementales, y compris l'obligation d'obtenir des approbations et des évaluations environnementales; les attentes concernant nos besoins d'emprunt; les attentes touchant les dépenses anticipées liées au transfert d'actifs situés sur des terres indiennes; la propriété provinciale de nos corridors de transport; l'incidence estimative des variations du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada (utilisé pour déterminer notre taux de rendement réglementé) sur nos résultats d'exploitation; l'incidence estimative des variations de taux d'intérêt sur nos résultats d'exploitation; les coûts des avantages sociaux futurs; les nouvelles prises de position comptables; et la période visée par les perspectives, y compris nos attentes face à notre rôle dans l'industrie, nos rendements financiers et les changements structurels de notre entreprise. Les termes « s'attend », « prévoit », « a l'intention », « tentera », « pourrait », « projette », « croit », « s'efforce », « estime » et les variantes et autres expressions similaires, ainsi que les verbes au futur, servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et rejetons toute obligation de les mettre à jour, que ce soit en conséquence de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour une autre raison, sauf si la loi l'exige.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et diverses hypothèses, dont les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, aucune décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport, un environnement réglementaire stable et l'absence de tout événement important survenant en dehors du cours normal des affaires. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès de tiers analystes de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces écarts, ces variations pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- le contenu du PIRÉ final, tel qu'il a été approuvé par la CEO;
- les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires aux projets prévus ou l'interdiction de les réaliser;
- les risques associés au fait que nous sommes contrôlés par la province et, notamment, que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et la possibilité que nous soyons dans l'incapacité d'attirer et de retenir du personnel qualifié;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques associés à une action ou à une omission de la CEO;
- les décisions réglementaires concernant nos besoins de revenus, le recouvrement des dépenses et nos tarifs;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge et nos produits;
- l'incidence potentielle de notre incapacité de recouvrer la totalité des coûts des projets liés à l'installation de compteurs intelligents;
- des modifications imprévues dans la demande d'électricité ou dans nos coûts;
- les risques associés à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations et d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le risque que nos installations soient touchées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- le risque que les transferts d'actifs situés sur des terres indiennes se traduisent par des frais importants pour nous;
- l'incapacité de négocier des conventions collectives conformément à nos ordonnances tarifaires ou en temps opportun et la possibilité de conflits de travail;
- la possibilité que nous soyons exposés à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés;
- les risques associés au maintien d'une infrastructure complexe de systèmes de technologie de l'information et à la transition de la majorité de nos processus financiers et d'affaires à un système de gestion et financier intégré;
- la possibilité que nous devions engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions actuellement imparties, si notre convention avec Inergi LP prenait fin;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains sous-jacents à notre réseau de transport;
- l'incidence potentielle de ne pas pouvoir recouvrer les coûts de notre régime de retraite;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant à coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- les risques de défaut de la contrepartie à l'égard de nos contrats de dérivés en cours;
- les risques liés aux variations des taux d'intérêt; et
- les risques associés aux variations du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada.

Le lecteur est prié de noter que les facteurs susmentionnés ne constituent pas une liste exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et autres facteurs à la rubrique « Gestion du risque et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Vous devriez lire la rubrique intitulée « Gestion du risque et facteurs de risque » en détail.

Le présent rapport de gestion est daté du 13 février 2008. Le lecteur peut consulter de l'information additionnelle sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et les lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion inclut également des informations sur la situation de trésorerie et les sources de financement, les tendances sur le plan de l'exploitation, les risques et les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent dévier des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles jusqu'au 13 février 2008.

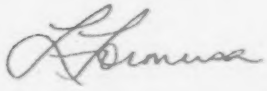
Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et un service de vérification interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion du risque, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, vérifiés et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). Le service de vérification interne évalue de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présente ses constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 33 du présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

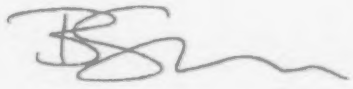
Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances de Hydro One rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que la chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Laura Formusa
Présidente et chef de la direction



Beth Summers
Vice-présidente directrice
et chef des finances

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la société) aux 31 décembre 2007 et 2006 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2007. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2007 et 2006 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2007 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés

Experts-comptables autorisés
Toronto, Canada
Le 13 février 2008

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Produits		
Transport (notes 7 et 13)	1 242	1 245
Distribution (note 13)	3 382	3 273
Divers	31	27
	4 655	4 545
Coûts		
Achats d'électricité (note 13)	2 240	2 221
Exploitation, entretien et administration (note 13)	995	880
Amortissement (note 3)	521	515
	3 756	3 616
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	899	929
Charges de financement (note 4)	295	295
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	604	634
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés (notes 5 et 13)	205	179
Bénéfice net	399	455
Autres éléments du résultat étendu	3	–
Résultat étendu	402	455
Résultat de base et entièrement dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)* (note 12)	3 809	4 366

États des bénéfices non répartis consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	1 184	1 079
Bénéfice net	399	455
Dividendes (note 12)	(325)	(350)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	1 258	1 184

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2007	2006
Actif		
Actif à court terme :		
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses – 21 millions de dollars; 19 millions de dollars en 2006) (note 13)	759	777
Actifs réglementaires (note 7)	103	121
Matières et fournitures	67	56
Divers	17	13
	946	967
Immobilisations corporelles (note 6) :		
Immobilisations corporelles en service	16 812	16 238
Moins : Amortissement cumulé	6 220	6 180
	10 592	10 058
Immobilisations en cours	622	468
	11 214	10 526
Autres actifs à long terme :		
Actif de retraite reporté (note 10)	380	382
Actifs réglementaires (note 7)	110	190
Écart d'acquisition	133	133
Actifs divers	7	12
	630	717
Total de l'actif	12 790	12 210

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Passif		
Passif à court terme :		
Dette bancaire	12	29
Créditeurs et charges à payer (notes 11 et 13)	731	661
Passifs réglementaires (note 7)	114	–
Intérêts courus	55	49
Billets à court terme à payer (note 8)	–	60
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	540	395
	1 452	1 194
Dette à long terme (note 8)	5 063	4 848
Autres passifs à long terme :		
Avantages complémentaires de retraite (note 10)	855	803
Passifs réglementaires (note 7)	469	473
Passifs environnementaux (note 11)	52	55
Créditeurs à long terme et charges à payer	13	16
	1 389	1 347
Total du passif	7 904	7 389
Éventualités et engagements (notes 9, 15 et 16)		
Capitaux propres (note 12)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	1 258	1 184
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(9)	–
Total des capitaux propres	4 886	4 821
Total du passif et des capitaux propres	12 790	12 210

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,

R. Burak

W. Murray

Rita Burak
Présidente du conseil d'administration

Walter Murray
Président du comité de vérification et des finances

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	399	455
Rajustements pour éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	482	474
Compte de report de l'insuffisance des revenus	73	–
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	46	7
Autres actifs et passifs réglementaires	1	19
Mécanisme de partage des bénéfices de l'entreprise de transport	–	33
Amortissement de l'escompte sur la dette	5	27
	1 006	1 015
Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation (note 14)	135	(106)
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 141	909
Activités de financement		
Dette à long terme émise	700	775
Dette à long terme remboursée	(355)	(589)
Billets à court terme à payer	(60)	60
Dividendes versés	(325)	(350)
Divers	(1)	(4)
Flux de trésorerie de financement, montant net	(41)	(108)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 091)	(823)
Autres actifs	8	2
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(1 083)	(821)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	17	(20)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1er janvier	(29)	(9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre (note 14)	(12)	(29)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Note 1.
Description de l'entreprise

Hydro One Inc. (Hydro One ou la société) a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la province) . Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la CEO).

Note 2.
Principales conventions comptables

Mode de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks), Hydro One Remote Communities Inc., Hydro One Brampton Inc., Hydro One Brampton Networks Inc. (Hydro One Brampton), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company Inc. et Hydro One Network Services Inc.

Hydro One Brampton Inc. a été dissoute le 30 janvier 2007. Hydro One Network Services Inc. a été dissoute le 14 décembre 2006. Hydro One Delivery Services Inc. sera dissoute en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

Méthode de comptabilisation

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada.

Établissement des tarifs

Les tarifs des entreprises de transport et de distribution d'électricité de la société sont régis par la CEO. En octobre 2005, la CEO a amorcé une procédure visant à revoir les tarifs de transport de Hydro One Networks et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008 en fonction de la réglementation du coût des services. Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices afin de partager également, entre l'actionnaire de Hydro One et ses clients, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à la date d'établissement des nouveaux tarifs.

En septembre 2006, Hydro One Networks a déposé une demande relative aux tarifs de transport. Le 30 mars 2007, avant sa décision sur notre demande relative aux tarifs de transport, la CEO a publié une décision ordonnant que le mécanisme de partage des bénéfices tirés du transport cesse de s'appliquer à compter du 31 décembre 2006. La décision a également approuvé le concept d'établissement d'un nouveau compte de report de l'insuffisance des revenus afin de comptabiliser le différentiel de revenus entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devraient être approuvés plus tard au cours de l'exercice, pour la période commençant le 1er janvier 2007.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande relative aux tarifs de transport pour 2007 et 2008 de Hydro One Networks. La décision, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, a approuvé toutes les dépenses en immobilisations et dépenses d'exploitation pour les exercices 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction du taux de rendement des capitaux propres approuvé qui est passé de 9,88 % à 8,35 %. La CEO a également approuvé les montants finaux et la façon de régler certains passifs réglementaires, y compris le compte de report de l'insuffisance des revenus, le mécanisme de partage des bénéfices et les frais d'exportation et de transit, ainsi que l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport.

Les tarifs de distribution de la société sont également fondés sur des besoins de revenus qui comportent un taux de rendement. Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique sa décision concernant la demande tarifaire de la société visant les activités de distribution de Hydro One Networks et Hydro One Brampton. En se basant sur la preuve écrite et orale soumise, la CEO a approuvé l'augmentation demandée des besoins de revenus en se fondant sur une réduction du taux de rendement approuvé, qui est passé de 9,88 % à 9,00 % le 1er mai 2006.

En 2006, la CEO a entamé un processus visant à établir un mécanisme de réglementation incitative (MRI) pour les exercices 2007 à 2010. Le processus comprend une méthode basée sur des formules pour établir les tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs étalée sur tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010. Hydro One Networks et Hydro One Brampton ont demandé des rajustements marginaux des tarifs de distribution en février 2007, en se fondant sur une formule approuvée par la CEO qui tient compte de l'inflation, des objectifs d'efficience et des événements importants qui échappent au contrôle de la direction. En avril 2007, la CEO a approuvé nos demandes en tenant compte de ses politiques en matière de coût en capital et de son MRI de deuxième génération, et les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2007.

Le 15 août 2007, Hydro One Networks a soumis la portion des besoins de revenus de sa demande de 2008 liée au coût de service conformément au plan pluriannuel d'établissement des tarifs de la CEO. Cette demande vise à obtenir l'approbation de besoins de revenus de 1 067 millions de dollars fondés sur un rendement de 8,64 % pour 2008. Le 18 décembre 2007, Hydro One Networks a déposé les détails de la répartition des coûts et de la structure tarifaire proposées, qui comprennent un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires pour ses clients et à consolider, ou harmoniser, les tarifs de ses catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées. Conformément aux lignes directrices en matière de traitement de la CEO, une décision est attendue à l'automne 2008. Le 1er novembre 2007, Hydro One Brampton a déposé une demande tarifaire pour 2008 en tenant compte des politiques de la CEO en matière de coût en capital et de MRI de deuxième génération.

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Des actifs et des passifs réglementaires précis sont présentés à la note 7.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins de revenus approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des clients ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2007 totalisaient 413 millions de dollars (386 millions de dollars en 2006).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les clients résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la SIERÉ), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et de matériel. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque le matériel est livré.

Impôts sur les bénéfices des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la SFIÉO). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés pour ses entreprises réglementées à l'aide de la méthode des impôts exigibles, comme l'ordonne la CEO. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts futurs non comptabilisés deviennent exigibles, il est prévu qu'ils seront inclus dans les tarifs approuvés par la CEO et récupérés alors auprès des clients de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode axée sur le bilan.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés selon le moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend les matières et la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement du matériel de service et la répartition approuvée par la CEO des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains et les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur de la plupart des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera alors constatée.

Transport
Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, le matériel de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution
Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations liées à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications
Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, le matériel téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service
Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, le matériel de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations corporelles mineures.

Servitudes
Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Immobilisations en cours
Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, approuvée par la CEO (5,20 % en 2007 et 6,39 % en 2006).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

En date du 1er janvier 2007, la société a révisé prospectivement ses taux d'amortissement des immobilisations corporelles par suite d'un examen externe régulier exigé par la CEO. La modification des taux se traduit par une réduction de la dotation aux amortissements d'environ 7 millions de dollars par année. Un sommaire des nouveaux taux des diverses catégories d'actifs figure ci-dessous :

	Taux d'amortissement (%)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	1 %–4 %	2 %
Distribution	1 %–13 %	2 %
Communications	1 %–13 %	5 %
Administration et service	1 %–20 %	8 %

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues à perpétuité et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations corporelles est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés et les pertes subies à la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre de rajustements de la dotation aux amortissements. La dotation aux amortissements comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles.

Les durées de vie utile des immobilisations corporelles sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des sociétés de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation.

La société a établi que l'écart d'acquisition n'est pas déprécié. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Escomptes et primes

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1er janvier 2007, la société a adopté quatre nouvelles normes comptables comprenant les chapitres suivants du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA), soit le chapitre 1530, « Résultat étendu », le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », et le chapitre 3865, « Couvertures ». L'adoption de ces nouvelles normes a entraîné des modifications à la comptabilisation des instruments financiers et des opérations de couverture, et a nécessité la constatation de certains ajustements transitoires, lesquels ont été comptabilisés dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, comme il est décrit ci-après, conformément aux chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Les états financiers consolidés annuels correspondants n'ont pas été retraités. Les principales modifications apportées à la comptabilisation des instruments financiers et des opérations de couverture découlant de l'adoption de ces normes comptables sont décrites ci-après.

Résultat étendu

Le résultat étendu est composé du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu de la société. Les autres éléments du résultat étendu comprennent l'amortissement des pertes nettes non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées, et les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur. L'incidence sur l'état des résultats de l'amortissement des pertes de couverture nettes liées aux opérations abandonnées avant la date de transition est négligeable.

Actifs et passifs financiers

En vertu des nouvelles normes, tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Tous les instruments financiers, y compris les dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé à l'exception des prêts et créances, des placements détenus jusqu'à l'échéance et des autres passifs financiers, qui sont évalués au coût après amortissement. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à leur juste valeur et tous les gains et pertes sont inclus dans les charges de financement de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les instruments financiers disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur et les gains et les pertes de réévaluation sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit retiré du bilan ou déprécié. La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante :

Placements à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance
Débiteurs à long terme	Prêts et créances
Dette bancaire	Autres passifs
Billets à court terme à payer	Autres passifs
Dette à long terme (excluant le billet à moyen terme de série 8)	Autres passifs
Billet à moyen terme de série 8	Désigné comme étant détenu à des fins de transaction

Le billet à moyen terme de série 8 constitue une obligation à taux croissant dont les échéances initiales peuvent être repoussées jusqu'en 2011 (voir les notes 8 et 9).

Dans le cas d'une couverture économique, comme dans le cas du billet à moyen terme de série 8 et du swap de taux d'intérêt correspondant, la société a choisi l'application de l'option de la juste valeur sans appliquer la comptabilité de couverture. L'incidence a été négligeable.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Dérivés et comptabilité de couverture

Tous les instruments dérivés, y compris les dérivés intégrés, sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan consolidé à moins qu'ils ne soient exemptés du traitement comme dérivés à titre d'achats et ventes d'éléments non financiers dans le cours normal des affaires. Toutes les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les charges de financement à moins que la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ne soit appliquée, auquel cas les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu dans la mesure où la couverture est efficace. L'incidence de la modification de convention comptable liée aux dérivés intégrés a été négligeable.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

La société procède régulièrement à la mise au point de stratégies de couverture en tenant compte des objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, la société documente la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert. Cette documentation établit le lien entre tous les dérivés et des actifs et passifs particuliers au bilan consolidé ou des engagements fermes ou opérations prévues particuliers. La société procède aussi à l'évaluation, lors de la mise en place et de façon continue par la suite, de l'efficacité des dérivés utilisés à contrebalancer les variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

À l'adoption des nouvelles normes, la société a reclassé les pertes de couverture non amorties liées aux opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées avant la date de transition dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Les pertes de couverture sont amorties dans les charges de financement selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de la dette couverte.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction des actifs et passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou du passif, puis sont amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument selon la méthode du taux d'intérêt effectif. L'incidence du changement de la méthode de l'amortissement à intérêts composés à la méthode du taux d'intérêt effectif a été négligeable.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts liés au régime de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages complémentaires de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont répartis à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la restauration des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (BPC) du matériel électrique, d'après la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des clients. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Emploi d'estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, et la présentation d'information sur les actifs et les passifs éventuels à la date du bilan ainsi que les montants constatés des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Note 3.
Amortissement

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Amortissement des immobilisations corporelles en service	384	379
Coûts de retrait d'immobilisations corporelles	39	41
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	98	95
	521	515

Note 4.
Charges de financement

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Intérêts sur les billets à court terme à payer	4	2
Intérêts sur la dette à long terme à payer	308	296
Amortissement de l'escompte de la dette	5	27
Divers	7	9
Moins :		
Intérêts capitalisés sur les immobilisations en cours	(24)	(28)
Intérêts courus sur les actifs réglementaires	–	(7)
Intérêts gagnés sur les placements	(5)	(4)
	295	295

Note 5.
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés (PER) diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Bénéfice avant provision pour PER	604	634
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	36,12 %	36,12 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	218	229
Augmentation (diminution) découlant de :		
Écarts temporaires nets :		
Montants liés au transport reçus, mais non constatés à des fins comptables	25	12
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	17	2
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	(13)	(16)
Coûts indirects immobilisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(12)	(11)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(9)	(13)
Déduction pour amortissement supérieure à l'amortissement	(9)	(3)
Excédent des paiements au comptant sur la charge au titre des avantages complémentaires de retraite	7	14
Dépenses liées à l'environnement	(4)	(6)
Recouvrement des PER liés aux exercices antérieurs	–	(30)
Divers	(5)	2
Écarts temporaires nets	(3)	(49)
Écarts permanents nets	(10)	(1)
Provision pour PER	205	179
Taux d'imposition réel	33,94 %	28,23 %

En 2006, Hydro One a constaté une économie d'impôts d'environ 30 millions de dollars à l'égard d'un recouvrement de PER des années antérieures à la faveur d'un appel accueilli par le ministère des Finances permettant de réduire certains coûts indirects qui avaient été immobilisés auparavant.

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouvrés au moyen des revenus futurs. Au 31 décembre 2007, des passifs d'impôts futurs de 253 millions de dollars (281 millions de dollars en 2006), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'ont pas été comptabilisés. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la provision pour PER de la société aurait été constatée selon la méthode axée sur le bilan plutôt que selon la méthode des impôts exigibles. Par conséquent, la provision pour PER aurait été moins élevée d'environ 28 millions de dollars (plus élevée de 16 millions de dollars en 2006), y compris l'incidence d'un changement des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

De même, les impôts futurs se rapportant aux entreprises non réglementées n'ont pas été comptabilisés, étant donné qu'ils ne respectaient pas les critères permettant d'établir que la réalisation des économies d'impôts est « plus probable qu'improbable ». Au 31 décembre 2007, des actifs d'impôts futurs de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2006), selon les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'ont pas été comptabilisés.

Note 6.
Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles en service	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2007				
Transport	**8 708**	**3 152**	**370**	**5 926**
Distribution	**5 902**	**2 133**	**115**	**3 884**
Communications	**739**	**305**	**58**	**492**
Administration et service	**978**	**556**	**79**	**501**
Servitudes	**485**	**74**	**–**	**411**
	16 812	**6 220**	**622**	**11 214**
2006				
Transport	8 293	3 024	359	5 628
Distribution	5 651	2 129	86	3 608
Communications	822	383	18	457
Administration et service	989	583	5	411
Servitudes	483	61	–	422
	16 238	6 180	468	10 526

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ont totalisé 24 millions de dollars en 2007 (28 millions de dollars en 2006).

Note 7.
Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Actifs réglementaires :		
Compte de recouvrement d'actif réglementaire II	66	87
Environnement	65	70
Avantages complémentaires de retraite	42	84
Comptes de recouvrement d'actif réglementaire I	19	58
Préparation au marché	13	–
Compteurs intelligents	4	10
Divers	4	2
Total des actifs réglementaires	213	311
Moins : Tranche échéant à moins d'un an	103	121
	110	190
Passifs réglementaires :		
Coûts de retraite reportés	380	382
Compte de report de l'insuffisance des revenus	73	–
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	50	2
Frais d'exportation et de transit	38	49
Mécanisme de partage des bénéfices de l'entreprise de transport	28	34
Divers	14	6
Total des passifs réglementaires	583	473
Moins : Tranche échéant à moins d'un an	114	–
	469	473

Actifs réglementaires

Compte de recouvrement d'actif réglementaire II (CRAR II)

Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision quant à l'application du tarif de la société à l'égard des activités de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes des comptes reportés liés à la distribution qui ont été demandés par Hydro One. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient recouvrés de manière linéaire au cours de la période de quatre ans allant du 1er mai 2006 au 30 avril 2010. Le CRAR II comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, plus les intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2007 aurait été moins élevée d'environ 23 millions de dollars (16 millions de dollars en 2006). En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2006).

Environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour restaurer les sites contaminés dans le passé. Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. Cet actif réglementaire devrait être passé progressivement en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles qui doivent, selon les prévisions, être engagées jusqu'à l'exercice 2030. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires futures de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2007 aurait été moins élevée de 12 millions de dollars (17 millions de dollars en 2006).

Avantages complémentaires de retraite

Les avantages complémentaires de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, selon les PCGR du Canada. La CEO a permis le recouvrement des coûts des services passés, qui ont découlé de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les besoins de revenus selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. En conséquence, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un solde initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a une période de recouvrement résiduelle de un an (deux ans en 2006) et ne donne aucun rendement. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2007 aurait été moins élevée de 42 millions de dollars (42 millions de dollars en 2006).

Compte de recouvrement d'actif réglementaire I (CRAR I)

Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu publique une décision quant à la prudence de la plupart des soldes de comptes de report réglementaire liés à la distribution, dont le recouvrement a été demandé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Les montants dont le recouvrement avait été approuvé représentaient les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt connexe. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient regroupés en un seul CRAR devant être recouvré de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Hydro One Networks a demandé que la période pour le recouvrement du CRAR I soit prolongée jusqu'à l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs. Le CRAR I comprend les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les montants des écarts liés au règlement de détail et les autres montants consistant essentiellement en intérêts courus. Tout excédent ou insuffisance de recouvrement du CRAR I attribuable à la prorogation de l'avenant tarifaire fera l'objet d'un suivi aux fins de cession à une date ultérieure. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2007 aurait été moins élevée de 20 millions de dollars (20 millions de dollars en 2006). En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 1 million de dollars (3 millions de dollars en 2006).

Préparation au marché

En septembre 2006, dans le cadre de sa demande de tarifs de transport, Hydro One Networks a demandé le recouvrement de divers comptes de report réglementaire, y compris les frais de préparation au marché de transport engagés en rapport avec l'ouverture du marché. Les frais de transition liés au transport ont été engagés pour satisfaire à l'exigence de la SIERÉ associée aux activités d'inscription et d'autorisation. En raison de l'incertitude liée au recouvrement, les montants n'ont pas été constatés auparavant comme des actifs réglementaires. Le 16 août 2007, en se basant sur la preuve orale et écrite, la CEO a approuvé le recouvrement de presque tous ces coûts. Par conséquent, l'actif réglementaire lié à la préparation au marché a été établi et son recouvrement est reflété dans les tarifs au cours de la période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 16 millions de dollars (néant en 2006) et les produits auraient été plus élevés de 4 millions de dollars (néant en 2006).

Compteurs intelligents

Le 21 mars 2006, la CEO a approuvé l'établissement de comptes de report réglementaires à l'égard des dépenses liées aux compteurs intelligents, et une imputation de 27 cents et 28 cents par mois par abonné possédant un compteur respectivement pour Hydro One Networks et Hydro One Brampton a été prise en compte dans les besoins de revenus de Hydro One. Conformément à la directive de la CEO et sous réserve de nouvelles directives, la société a constaté un actif réglementaire comprenant le solde net des dépenses en immobilisations et d'exploitation liées aux compteurs intelligents, moins les recouvrements reçus des abonnés. En avril 2007, dans le cadre de sa décision concernant la demande relative aux tarifs de distribution de 2007 de la société, la CEO a accru l'imputation mensuelle, en date du 1er mai 2007, la faisant passer respectivement à 93 cents et 67 cents par abonné possédant un compteur pour Hydro One Networks et Hydro One Brampton.

Le 8 août 2007, la CEO a annoncé sa décision sur l'instance combinée visant à déterminer le recouvrement des dépenses engagées par les distributeurs. Le recouvrement des dépenses relativement à la fonctionnalité minimale de l'infrastructure associée aux compteurs intelligents engagées par Hydro One Networks et Hydro One Brampton été approuvé. Par conséquent, les coûts liés aux compteurs intelligents ne sont plus reportés au titre des actifs réglementaires. Ces coûts sont maintenant immobilisés ou sont compris dans les charges d'exploitation conformément aux conventions comptables utilisées par la société. Les dépenses supérieures aux coûts de fonctionnalité minimale ont été examinées dans le cadre de la demande tarifaire fondée sur le coût de service déposée par Hydro One Networks en 2007.

La décision de la CEO a également exigé que les produits connexes soient fondés sur les besoins de revenus calculés spécifiquement pour les compteurs intelligents. Par conséquent, la valeur comptable du compte d'actif réglementaire lié aux compteurs intelligents représente l'écart entre les produits comptabilisés d'après ce principe et le recouvrement réel reçu en vertu des compilateurs de tarif existants. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration depuis le début de l'exercice auraient été moins élevées de 3 millions de dollars (plus élevées de 4 millions de dollars en 2006) et les produits auraient été moins élevés de 2 millions de dollars (plus élevés de 2 millions de dollars en 2006).

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif de retraite reporté de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre du régime de retraite reporté découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 1 million de dollars (50 millions de dollars en 2006).

Compte de report de l'insuffisance des revenus

Le 30 mars 2007, la CEO a rendu une décision approuvant l'établissement du compte de report de l'insuffisance des revenus afin de comptabiliser le différentiel de revenus entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devaient être approuvés plus tard au cours de l'exercice. Le nouveau compte de report devait représenter le différentiel de revenus entre les tarifs existants et futurs pour la période commençant le 1er janvier 2007. Le 16 août 2007, dans sa décision relative aux tarifs de transport de 2007 et 2008 de Hydro One Networks, la CEO a approuvé les montants finaux et la façon de régler le passif au titre du compte de report de l'insuffisance des revenus, qui seront retournés aux clients au cours de la période de 14 mois se terminant le 31 décembre 2008.

Comptes d'écarts liés au règlement de détail

Hydro One a reporté certains montants d'écart liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'Accounting Procedures Handbook de la CEO. La décision de la CEO du 9 décembre 2004 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR I. La décision de la CEO du 12 avril 2006 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés dans le CRAR II depuis le 1er janvier 2004 et prévus jusqu'au 30 avril 2006, y compris les intérêts. La société a accumulé un passif net dans ses comptes d'écarts liés au règlement de détail depuis le 1er mai 2006, lequel a été pris en compte dans les besoins de revenus de Hydro One Networks dans le cadre de la demande relative aux tarifs de distribution de 2008 déposée auprès du CEO en décembre 2007.

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché de la SIERÉ, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERÉ et versés à Hydro One à raison de 1 $ le MW sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. Les sommes recouvrées au titre de ces frais d'exportation et de transit, plus les intérêts, ont été prises en compte dans les besoins de revenus de l'entreprise de transport de Hydro One, dans le cadre de sa demande de tarification générale pour le transport présentée à la CEO en septembre 2006. Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande relative aux tarifs de transport de la société et a approuvé les montants finaux et la façon de régler les frais d'exportation et de transit. Les frais d'exportation et de transit seront pris en compte dans les tarifs sur une période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Mécanisme de partage des bénéfices de l'entreprise de transport

Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices afin de partager également, entre l'actionnaire de la société et les contribuables, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à la date d'établissement de nouveaux tarifs. Par conséquent, 50 % des bénéfices excédentaires de la société ont été reportés comme passif réglementaire. Le 30 mars 2007, la CEO a publié une décision ordonnant que le mécanisme de partage des bénéfices tirés du transport cesse à compter du 31 décembre 2006. Le mécanisme de partage des bénéfices a été pris en compte dans l'établissement des besoins de revenus de Hydro One Networks pour 2007 et 2008. Le 16 août 2007, dans sa décision relative aux tarifs de transport de 2007 et 2008 de Hydro One Networks, la CEO a approuvé les montants finaux et la façon d'appliquer le mécanisme de partage des bénéfices tirés du transport qui seront retournés aux clients au cours de la période de 14 mois terminée le 31 décembre 2008.

Note 8.
Dette

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Billets à court terme à payer	–	60
Dette à long terme :		
Billets, 4,45 % échéant en 2007	–	282
Billets, 4,55 % échéant en 2007	–	73
Billets, 4,70 % (4,10 % en 2006) échéant en 2008[1]	40	40
Billets, 4,00 % échéant en 2008	500	500
Billets, 3,95 % échéant en 2009	400	400
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	400	400
Billets, 6,40 % échéant en 2011	250	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	600	600
Billets, 4,64 % échéant en 2016	450	450
Billets, 5,18 % échéant en 2017	300	–
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	385	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	600	600
Billets, 4,89 % échéant en 2037	400	–
Billets, 6,59 % échéant en 2043	315	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	75	75
	5 615	5 270
Moins :		
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	(540)	(395)
Primes non amorties, montant net	13	9
Pertes non amorties découlant des couvertures[2]	–	(12)
Frais d'émission des titres d'emprunt non amortis	(25)	(24)
Dette à long terme	5 063	4 848

[1] Obligation à taux croissant, de 4,10 % et allant à 6,40 %, pouvant être prorogée jusqu'en 2011.

[2] Les pertes nettes non amorties liées aux contrats de swap réglés ont été reclassées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, le 1er janvier 2007, sans reclassement des exercices antérieurs.

La dette à court terme représente les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2007, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 5,7 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire des facilités de crédit de soutien renouvelables consenties et inutilisées de 750 millions de dollars échéant en août 2010. Si ces facilités sont utilisées, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Ces facilités appuient le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars, dont le solde de 2 200 millions de dollars peut être tiré jusqu'en juillet 2009.

La dette à long terme est assortie de clauses restrictives qui, entre autres, établissent le plafond d'emprunt en tant que pourcentage du total de la structure du capital, restreignent la capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2007, la société respectait ces clauses restrictives.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée dans le tableau suivant selon le nombre d'années avant l'échéance :

Années avant l'échéance	Encours du capital sur les billets et les débentures *(en millions de dollars canadiens)*	Taux d'intérêt moyen pondéré *(en pourcentage)*
1 an	540	4,1
2 ans	400	4,0
3 ans	400	7,2
4 ans	250	6,4
5 ans	600	5,8
	2 190	5,3
6 à 10 ans	750	4,9
Plus de 10 ans	2 675	6,2
	5 615	5,7

Note 9.
Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007		2006	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme[1]	**5 615**	**6 005**	5 270	5 831

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures, autres que le billet à taux croissant, qui est évalué à la juste valeur.

Hydro One peut conclure des accords sur dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt différés aux termes desquels elle déboursera des intérêts à taux fixe, pour couvrir l'incidence des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les besoins d'emprunts à long terme à taux fixe. Ces opérations sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie d'opérations prévues. En octobre 2007, à l'émission de titres d'emprunt dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la société, Hydro One a résilié deux swaps de taux d'intérêt à terme d'un notionnel total de 200 millions de dollars, donnant lieu à un gain net de 0,4 million de dollars. Le gain net a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu et est amorti à titre de charges de financement sur la durée de la dette connexe. À la fin de 2007, Hydro One a conclu deux nouveaux swaps de taux d'intérêt différés aux termes desquels elle déboursera des intérêts à taux fixe d'un notionnel de 140 millions de dollars.

Au 31 décembre 2007, la société avait un accord de swap de taux d'intérêt variable lié à une émission d'obligations à taux croissant ayant une date d'échéance initiale en 2007, pouvant être prorogée jusqu'en 2011. En 2006, le swap de taux d'intérêt avait été comptabilisé comme une couverture de juste valeur. En 2007, le swap de taux d'intérêt a été comptabilisé selon l'option de la juste valeur sans comptabilité de couverture. Cet accord comporte un notionnel de 40 millions de dollars et sa valeur de marché est de néant (néant en 2006).

La société ne court pas de risque important de contrepartie étant donné que la juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt était négligeable en 2007 ou en 2006.

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Au 31 décembre 2007, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. En conséquence, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2007, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

La société continuera de recourir à des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et minimise le risque de crédit au moyen de techniques diverses, dont la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité très élevée, la limite du niveau de risque total lié aux contreparties prises individuellement et la conclusion d'ententes cadres permettant un règlement sur la base d'un montant net.

Note 10.
Avantages sociaux futurs

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (OMERS), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2007 et 2006 :

	Pourcentage des actifs du régime	
Aux 31 décembre	**2007**	2006
Titres de participation	**62,5**	64,6
Titres de créance	**34,1**	32,0
Divers	**3,4**	3,4
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne participe pas directement dans des titres de la société, mais détenait des titres de créance de la province respectivement de 90 millions de dollars et 92 millions de dollars aux 31 décembre 2007 et 2006.

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario le 20 septembre 2007, en date du 31 décembre 2006, la société a versé 95 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2007 (86 millions de dollars en 2006), la totalité de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Les cotisations sont payables un mois à terme échu. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. Les cotisations après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2007, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite capitalisé et en liquidités versées directement aux bénéficiaires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 137 millions de dollars en 2007 (122 millions de dollars en 2006).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	**2007**	2006
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	**5 411**	5 355	**1 100**	1 143
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**105**	106	**23**	33
Intérêts débiteurs	**282**	267	**57**	58
Prestations versées	**(264)**	(253)	**(42)**	(36)
Modifications du régime	**–**	6	**–**	22
Gain actuariel net	**(457)**	(70)	**(44)**	(120)
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**5 077**	5 411	**1 094**	1 100
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	**5 123**	4 713	**–**	–
Rendement réel des actifs du régime	**142**	571	**–**	–
Prestations versées	**(264)**	(253)	**–**	–
Cotisations patronales[1]	**95**	86	**–**	–
Cotisations des salariés	**17**	17	**–**	–
Charges d'administration	**(13)**	(11)	**–**	–
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	**5 100**	5 123	**–**	–
Situation de capitalisation				
Excédent de capitalisation (obligation non capitalisée au titre des avantages)	**23**	(288)	**(1 094)**	(1 100)
Pertes actuarielles nettes non amorties	**336**	645	**178**	236
Coût non amorti au titre des services passés	**21**	25	**21**	25
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**380**	382	**(895)**	(839)
Moins : Tranche échéant à moins d'un an	**–**	–	**40**	36
Actif (passif) à long terme au titre des prestations constituées	**380**	382	**(855)**	(803)

[1] En janvier 2008, la société a versé une cotisation de 8 millions de dollars à l'égard de 2007 (en 2007, 8 millions de dollars à l'égard de 2006).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2007	2006	2007	2006
Composantes des coûts nets au titre des prestations de l'exercice				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	88	89	23	33
Intérêts débiteurs	282	267	57	58
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	(129)	(560)	–	–
Gain actuariel	(457)	(70)	(44)	(120)
Modifications du régime	–	6	–	22
Divers	–	(1)	–	(1)
Coûts engagés durant l'exercice	(216)	(269)	36	(8)
Ecarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	(212)	248	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	522	177	59	149
Modifications du régime	3	(3)	4	(19)
Coûts nets au titre des prestations de l'exercice[2]	97	153	99	122
Montant imputé aux résultats d'exploitation[2]	58	42	60	75
Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	–	–	167	156
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	–	–	12	13
Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	–	–	(132)	(124)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	–	–	(9)	(10)
Hypothèses importantes				
Coûts nets au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	6,75 %	6,75 %	–	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,25 %	5,00 %	5,24 %	4,98 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés *(en années)*	10	10	9	10
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[2]	–	–	4,40 %	4,40 %
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,50 %	5,25 %	5,50 %	5,24 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,00 %	3,25 %	3,00 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,25 %	2,50 %	2,25 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[4]	–	–	4,40 %	4,40 %

[2] La société suit la méthode de la comptabilité de caisse. Au cours de 2007, des coûts liés au régime de retraite de 95 millions de dollars (86 millions de dollars en 2006) ont été répartis à la main-d'œuvre, dont 58 millions de dollars (42 millions de dollars en 2006) ont été imputés aux résultats, 37 millions de dollars (34 millions de dollars en 2006) ont été capitalisés à titre d'élément du coût des immobilisations corporelles, et néant (10 millions de dollars en 2006) ont été ajoutés à un actif réglementaire.

[3] Le taux passant progressivement de 8,69 % en 2007 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite (en 2006, de 7,87 % en 2006 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

[4] Le taux passant progressivement de 8,33 % en 2008 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite (en 2006, de 8,69 % en 2007 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

Note 11.
Passifs environnementaux

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Passifs environnementaux aux 1er janvier	70	79
Charge de désactualisation	4	5
Dépenses	(12)	(17)
Rajustement découlant d'une réévaluation	3	3
Passifs environnementaux aux 31 décembre	65	70
Moins : Tranche échéant à moins d'un an	(13)	(15)
	52	55

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2007 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 13 millions de dollars en 2008; 12 millions de dollars en 2009; 10 millions de dollars en 2010; 8 millions de dollars en 2011; 6 millions de dollars en 2012 et 35 millions de dollars par la suite.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de restauration des sites. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental de ses sites. Le coût réel de l'évaluation ou de la restauration des sites peut différer des estimations actuelles.

Note 12.
Capital social

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 $ l'action, et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2007, nous avons déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2006) et des dividendes sur actions ordinaires de 307 millions de dollars (332 millions de dollars en 2006).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

Note 13.
Opérations entre parties liées

La province, la SFIÉO, la SIERÉ, l'OEO et Ontario Power Generation Inc. (OPG) sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERÉ des produits pour les services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2007 comprennent 1 203 millions de dollars (1 206 millions de dollars en 2006) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERÉ des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2007 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2006) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu de la SIERÉ des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord. Les produits de distribution pour 2007 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2006) se rapportant à ces services.

En 2007, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 213 millions de dollars (2 183 millions de dollars en 2006) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERÉ et de 27 millions de dollars (38 millions de dollars en 2006) en électricité d'OPG.

Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2007, Hydro One a engagé des frais de 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2006) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien du matériel aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 12 millions de dollars (15 millions de dollars en 2006), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 1 million de dollars en 2007 et en 2006.

Dans le cadre de son mandat, l'OEO est responsable de certains de nos programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande. Le financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs, les frais de gestion et les primes. En 2007, Hydro One a reçu 3 millions de dollars (néant en 2006) de l'OEO liés aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande et avait des débiteurs nets de 3 millions de dollars (néant en 2006).

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a été payée ou est à payer à la SFIÉO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province .

Les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de celles-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre *(en millions de dollars canadiens)*	2007	2006
Débiteurs	97	114
Créditeurs et charges à payer	(234)	(230)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERÉ relativement à des achats d'électricité de 202 millions de dollars (195 millions de dollars en 2006).

Note 14.
États des flux de trésorerie consolidés

Aux fins des états des flux de trésorerie consolidés, le poste « trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie au poste « dette bancaire » du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006
Diminution (augmentation) des débiteurs	18	(149)
Augmentation des matières et fournitures	(11)	–
Augmentation (diminution) des créditeurs et charges à payer	70	(39)
Augmentation des intérêts courus	6	6
Diminution des créditeurs à long terme et charges à payer	(3)	(7)
Augmentation de l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	52	87
Divers	3	(4)
	135	(106)
Autres renseignements :		
Intérêts payés	306	302
Paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	230	252

Note 15.
Éventualités

Poursuites

Hydro One est impliquée dans diverses poursuites, réclamations et instances réglementaires dans le cours normal des affaires. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme il est indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), maintenant la Cour supérieure de justice, dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIÉO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XX^{e} siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à des hausses des rentes établies par traité et en raison d'un contrat allégué visant à rembourser la bande pour les coûts engagés dans ses négociations avec Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué de multiples causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. En 2004, la cause du 24 mai 2001 a été regroupée avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de Whitesand et de Red Rock sont présentées. Les réclamations relatives aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire, l'inondation) ont trait à des litiges pour lesquels OPG aurait une responsabilité compte tenu des décrets de transfert en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans la réclamation regroupée, Whitesand et Red Rock essaient de

rattacher Hydro One aux allégations d'inondation d'après le principe présumé que le réseau de transport fait partie intégrante du réseau entier d'électricité, ce qui inclut la méthode de production de l'électricité. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles Hydro One a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIÉO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, Hydro One est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser plus que le montant d'environ 900 000 $ par année qu'elle verse actuellement à ces bandes et organisations autochtones. Si la société n'est pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIÉO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société ne peut en arriver à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

Projet de règlements sur les BPC

Des modifications futures des règlements environnementaux peuvent entraîner d'importants changements au passif estimatif lié à la gestion des BPC. Le 4 novembre 2006, Environnement Canada a publié un nouveau projet de règlements régissant la gestion des BPC. Ce projet pourrait être finalisé en 2008. La société a estimé que pour être conforme à ce projet de règlements elle devrait engager des dépenses d'exploitation se situant entre 250 millions de dollars et 375 millions de dollars, sans compter les montants déjà constatés au titre des passifs environnementaux à son bilan. S'il y a lieu, la plus grande partie de ces dépenses additionnelles devraient être engagées entre 2013 et 2025. Aucune obligation n'a été constatée dans les états financiers pour ces dépenses accrues en raison de l'incertitude qui continue de planer concernant la date d'adoption et le contenu des règlements finaux. Dans le cas où une obligation liée aux nouveaux règlements était constatée, la société prévoit comptabiliser en même temps un actif réglementaire de valeur équivalente.

Note 16.
Engagements

Entente avec Inergi

Depuis le 1er mars 2002, Cap Gemini Canada Inc. fournit des services à Hydro One par l'intermédiaire d'Inergi. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les frais initiaux étaient d'environ 90 millions de dollars à 130 millions de dollars par année, sous réserve de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel établi et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2007 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 100 millions de dollars en 2008; 97 millions de dollars en 2009; 93 millions de dollars en 2010; 90 millions de dollars en 2011; 16 millions de dollars en 2012 et néant par la suite.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIERÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvenait pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERÉ. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2007, la société apportait un soutien de prudence uniquement au moyen de garanties de la société mère, reflet d'un changement par rapport à 2006. Si la cote de solvabilité à long terme la plus élevée de Hydro One se détériorait pour s'établir sous la catégorie « Aa », la société serait tenue de recommencer à fournir des lettres de crédit à titre de soutien de prudence. Au 31 décembre 2007, le soutien de prudence était fourni au moyen de lettres de crédit bancaires de néant (22 millions de dollars en 2006) et de garanties de la société mère de 325 millions de dollars (275 millions de dollars en 2006).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2007, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 95 millions de dollars (93 millions de dollars en 2006) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2007 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 6 millions de dollars en 2008; 5 millions de dollars en 2009; 2 millions de dollars en 2010; 1 million de dollars en 2011; 1 million de dollars en 2012 et 1 million de dollars par la suite.

Note 17.
Informations sectorielles

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients; et
- un secteur « divers » qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2007				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 242	3 382	31	4 655
Achat d'électricité	–	2 240	–	2 240
Exploitation, entretien et administration	415	549	31	995
Amortissement	242	273	6	521
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	585	320	(6)	899
Charges de financement				295
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				604
Dépenses en immobilisations	560	511	20	1 091
2006				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 245	3 273	27	4 545
Achat d'électricité	–	2 221	–	2 221
Exploitation, entretien et administration	390	460	30	880
Amortissement	241	269	5	515
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	614	323	(8)	929
Charges de financement				295
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				634
Dépenses en immobilisations	402	417	4	823

Aux 31 décembre *(en millions de dollars canadiens)*	2007	2006
Total de l'actif		
Transport	7 273	6 950
Distribution	5 411	5 161
Divers	106	99
	12 790	12 210

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

Note 18.
Faits postérieurs à la date du bilan

Le 21 janvier 2008, la société a conclu un swap de taux d'intérêt fixe différé pour se protéger contre l'incidence des variations de taux d'intérêt futurs à l'égard des besoins d'emprunt à taux fixes à long terme. Cette opération avait un notionnel de 60 millions de dollars et sert à fixer le taux d'intérêt d'une émission de titres d'emprunt prévue plus tard en 2008. Cette opération est comptabilisée à titre de couverture de flux de trésorerie d'une opération prévue.

Le 28 janvier 2008, la société a augmenté de 250 millions de dollars sa facilité de crédit renouvelable consentie, laquelle soutient son programme de papier commercial, la faisant ainsi passer à 1 000 millions de dollars. La date d'échéance demeure la même, soit le 10 août 2010.

Note 19.
Chiffres correspondants

Les états financiers consolidés comparatifs des exercices antérieurs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour les états financiers consolidés du 31 décembre 2007.

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006	2005	2004	2003
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 242	1 245	1 310	1 262	1 298
Distribution	3 382	3 273	3 085	2 874	2 734
Divers	31	27	21	17	26
	4 655	4 545	4 416	4 153	4 058
Coûts					
Achat d'électricité	2 240	2 221	2 131	1 987	1 872
Exploitation, entretien et administration	995	880	792	771	795
Amortissement	521	515	487	480	454
	3 756	3 616	3 410	3 238	3 121
Recouvrement réglementaire[1]	–	–	–	91	–
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	899	929	1 006	1 006	937
Charges de financement	295	295	325	331	348
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	604	634	681	675	589
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	205	179	198	177	193
Bénéfice net	399	455	483	498	396
Résultat de base et entièrement dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	3 809	4 366	4 652	4 798	3 779

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices (suite)

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2007**	2006	2005	2004	2003
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	**7 273**	6 950	6 813	6 771	6 576
Distribution	**5 411**	5 161	4 893	4 836	4 614
Divers	**106**	99	92	95	94
Total de l'actif	**12 790**	12 210	11 798	11 702	11 284
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an)	**1 452**	1 194	1 341	1 262	1 192
Dette à long terme	**5 063**	4 848	4 443	4 590	4 517
Autres passifs à long terme	**1 389**	1 347	1 298	1 326	1 284
Capitaux propres					
Capital social	**3 637**	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	**1 258**	1 184	1 079	887	654
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(9)**	–	–	–	–
Total du passif et des capitaux propres	**12 790**	12 210	11 798	11 702	11 284

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices (suite)

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2007	2006	2005	2004	2003
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	560	402	349	432	289
Distribution	511	417	338	288	292
Divers	20	4	4	7	16
Total des dépenses en immobilisations	1 091	823	691	727	597
Ratios					
Couverture par l'actif net de la dette à long terme[2]	1,87	1,92	1,93	1,88	1,86
Ratio de couverture par le bénéfice[3]	2,67	2,67	2,69	2,70	2,43
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[4]	152,2	151,1	157,0	153,4	151,7
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	25 809	27 056	26 219	25 204	24 849
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	25 737	27 005	26 160	24 979	24 753
Total des lignes de transport *(circuit-kilomètres)*	28 915	28 600	28 547	28 643	28 621
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[4]	30,2	29,0	29,7	28,5	27,9
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[4, 5]	45,7	44,7	45,6	44,8	44,7
Total des lignes de distribution *(circuit-kilomètres)*	122 933	122 460	122 118	121 736	121 285
Clients	1 311 714	1 293 396	1 273 768	1 258 925	1 238 748
Total de l'effectif permanent	4 602	4 295	4 189	4 118	3 967

1 À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision évoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants auparavant reportés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Par conséquent, un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars a été inscrit.

2 Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an).

3 Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

4 Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

5 Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement de la SIERE.

Conseil d'administration (au 31 décembre 2007)

Rita Burak[2*]
Présidente du conseil d'administration, Hydro One Inc.

Sami Bébawi[5, 6]
Conseiller auprès du président, Groupe SNC-Lavalin Inc.
Président, Gerocon Inc.

Kathryn A. Bouey[3, 4, 6]
Présidente, Kathryn Bouey & Associates Ltd.
Administratrice de sociétés

Murray J. Elston[1, 5]
Président et chef de la direction, Association nucléaire canadienne

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Don MacKinnon[5, 6]
Président, Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique

Michael J. Mueller[2, 4]
Administrateur de sociétés

Walter Murray[1, 3, 4]
Administrateur de sociétés

Robert L. Pace[1, 3]
Président et chef de la direction, The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein[1, 2, 5]
Associée, Goodmans LLP

Douglas E. Speers[3, 4, 6]
Président du conseil et administrateur, Emco Corporation

Comités du conseil d'administration

[1] Comité de vérification et des finances
Le comité de vérification et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni six fois en 2007.

[2] Comité de gouvernance
Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il recommande les questions devant être abordées aux réunions du conseil, passe en revue le mandat du conseil d'administration et celui de chacun de ses comités, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni quatre fois en 2007.

[3] Comité des ressources humaines et des politiques publiques
Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions, et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni onze fois en 2007.

[4] Comité de la transformation de l'entreprise (auparavant le comité des technologies de l'information)
Le comité des technologies de l'information est un comité consultatif du conseil établi pour aider le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives à la stratégie de remplacement des systèmes d'applications d'entreprise. Le comité s'est réuni cinq fois en 2007.

[5] Comité de la réglementation et de l'environnement
Le comité de la réglementation et de l'environnement s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité, examine les demandes tarifaires soumises par la société et passe en revue les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni six fois en 2007.

[6] Comité de la santé et de la sécurité
Le comité de la santé et de la sécurité est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé et de sécurité au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2007.

* Le 31 mars 2008, James Arnett a été élu au poste de président du conseil d'administration de Hydro One Inc. par notre actionnaire par suite de la démission de Rita Burak, qui n'a pas demandé à être reconduite dans ses fonctions.

Renseignements sur la société

Adresse du siège social
483 Bay Street
Toronto (Ontario)
M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Service à la clientèle
Pannes d'électricité et
situations d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients
agricoles et petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux :
1-877-447-4412

Vérificateurs
Ernst & Young s.r.l.

Conception et design : THE WORKS www.worksdesign.com Responsable de la photographie : Lorne Bridgman

Des chiffres qui font plaisir.

Les clients de Hydro One ont économisé plus de 272 millions de kWh d'énergie depuis le lancement de notre programme de conservation et de gestion de la demande en 2005.

Nos initiatives de conservation et de gestion de la demande ont aidé les clients de Hydro One à réduire de manière substantielle leur consommation d'énergie. Jusqu'ici, ils ont économisé 272 millions de kWh d'énergie – soit suffisamment d'électricité pour alimenter 23 000 foyers pendant toute une année. De plus, cela représente une réduction des émissions de gaz carbonique de 178 000 tonnes.

Nos programmes de conservation et de gestion de la demande ont attiré plus de 1,1 million de participants, et ce chiffre augmente tous les jours.

Sur la durée de vie moyenne de cinq ans des mesures d'efficacité mises en œuvre, les économies d'électricité prévues avoisinent les 1,5 milliard de kWh, soit ce qu'il faut pour alimenter 120 000 foyers pendant un an.

3,40 $ en avantages pour la société

Chaque dollar que nous avons dépensé dans les programmes de conservation et de gestion de la demande vaut 3,40 $ en avantages pour la société, selon le test du moindre coût en ressources.

10 000 thermostats intelligents

Nous avons installé 10 000 thermostats exploitables sur le Web qui permettent de fermer à distance les climatiseurs centraux pendant les périodes de pointe.

2 200 feux de circulation

La technologie LED a été déployée pour 2 200 feux de circulation dans 16 municipalités, ce qui a permis d'économiser 1,7 million de kWh par année.

31 000 moniteurs

Nous avons installé 31 000 moniteurs d'électricité en temps réel dans le nord de l'Ontario. Le fait de lire quotidiennement des données en temps réel peut contribuer à réduire la consommation d'électricité jusqu'à 15 %.

11 000 appareils ménagers recyclés

Nous avons ramassé plus de 11 000 vieux réfrigérateurs, congélateurs et climatiseurs, et nous nous en sommes départis de manière responsable pour l'environnement.

www.HydroOne.com

483 Bay Street
Toronto (Ontario)
M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155

hydro One